

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода

УДК 502.51:504.5:665.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов Валерий Афанасьевич	д.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В. А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Ю. М.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Анищенко Ю.В.	к.т.н.		

Томск – 2020 г

Результаты освоения образовательной программы по направлению 20.04.01 Техносферная безопасность

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Использовать на основе <i>глубоких и принципиальных</i> знаний необходимое оборудование, инструменты, технологии, методы и средства обеспечения безопасности человека и окружающей среды от техногенных и антропогенных воздействий в условиях <i>жестких</i> экономических, экологических, социальных и других ограничений	Требования ФГОС (ПК-3–7; ОПК-1–3, 5; ОК-4–6) ¹ , Критерий 5 АИОР ² (пп.5.2.1, 5.2.3), согласованный с требованиями между-народных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Проводить <i>инновационные</i> инженерные исследования опасных природных и техногенных процессов и систем защиты от них, включая <i>критический анализ данных из мировых информационных ресурсов, формулировку выводов в условиях неоднозначности</i> с применением <i>глубоких и принципиальных</i> знаний и <i>оригинальных</i> методов в области современных информационных технологий, современной измерительной техники и методов измерения.	Требования ФГОС (ПК-8–13; ОПК-1–3, 5; ОК-4, 9, 10, 11, 12), критерии АИОР Критерий 5 АИОР (пп. 5.2.2, 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Организовывать и руководить деятельностью подразделений по защите среды обитания и безопасному размещению и применению технических средств в регионах, осуществлять взаимодействие с государственными службами в области экологической, производственной, пожарной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов в области техносферной безопасности	Требования ФГОС (ПК-4, 6, 14–18; ОПК-1–5; ОК-1, 7, 8), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5, 5.3.1–2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Организовывать мониторинг в техносфере, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития ситуации на основе его результатов с использованием <i>глубоких фундаментальных и специальных</i> знаний, аналитических методов и <i>сложных</i> моделей в условиях <i>неопределенности</i> , анализировать и оценивать потенциальную опасность объектов экономики для человека и среды обитания и разрабатывать рекомендации по повышению уровня безопасности	Требования ФГОС (ПК-2, 19, 21, 22; ОПК-1–5; ОК-2), Критерий 5 АИОР (п.5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Проводить экспертизу безопасности и экологичности технических проектов, производств, промышленных предприятий и территориально-производственных комплексов, аудит систем безопасности, осуществлять мероприятия по надзору и контролю на объекте экономики, территории в	Требования ФГОС (ПК-20, 23–25; ОПК-1–3, 5), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5–6),

¹ Указаны коды компетенций по ФГОС ВО (направление 20.04.01 – Техносферная безопасность).

² Критерии АИОР (Ассоциации инженерного образования России) согласованы с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	соответствии с действующей нормативно-правовой базой	согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Общекультурные компетенции		
Р6	Работать в интернациональной профессиональной среде, включая разработку документации, презентацию и защиту результатов <i>инновационной инженерной деятельности с использованием иностранного языка</i>	Требования ФГОС (ОК-5, 6, 10–12; ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п.5.3.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р7	Эффективно работать индивидуально, а также в качестве <i>руководителя группы</i> с ответственностью за работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области техносферной безопасности, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам, понимать необходимость и уметь <i>самостоятельно учиться</i> и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1-3, 5, 8, 11, 12, ОПК 1-4, ПК-18) Критерий 5 АИОР (пп.5.3.3–6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
20.04.01 Техносферная безопасность
_____ Ю.В. Анищенко
10.03.2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерская диссертация

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич

Тема работы:

Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	51-51/с от 20.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.03.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Исследование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода. Прогнозирование и анализ распространения нефтяного пятна в результате прорыва нефтепровода при изменяющихся условиях окружающей среды путем математического моделирования.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Провести литературный обзор по математическому моделированию распространения нефтяного пятна в местах переход через водные объекты, изучить физические свойства и химический состав разных видов нефти. Разработка физической математической модели. Проведение численных расчетов распределений концентрации этого загрязняющего вещества в водной среде. Визуализация полученных данных и их анализ.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Таблицы, рисунки
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН Маланина Вероника Анатольевна, к.э.н.
Социальная ответственность	Профессор Федорчук Юрий Митрофанович, д.т.н.
Раздел магистерской диссертации, выполненной на иностранном языке	Доцент Сидоренко Татьяна Валерьевна, к.п.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Oil properties and oil pipeline construction technology	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов Валерий Афанасьевич	д.ф.-м.н.		10.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич		10.03.2020 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
Уровень образования магистратура
Отделение контроля и диагностики
Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020 г.	Постановка задачи	20
06.04.2020 г.	Подбор литературы по тематике работы	10
20.04.2020 г.	Проведение практических исследований	20
11.05.2020 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	15
11.05.2020 г.	Раздел «Социальная ответственность»,	15
25.05.2020 г.	Оформление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов Валерий Афанасьевич	д.ф.-м.н.		10.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Анищенко Ю.В.	к.т.н.		10.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
1EM81	Лаухину Евгению Васильевичу

Школа	Инженерная школа Неразрушающего контроля и безопасности	Отделение школы (НОЦ)	Отделение контроля и диагностики
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	20.04.01 Техносферная безопасность

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклад руководителя - 36800 руб. Оклад инженера - 17000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премияльный коэффициент руководителя 30%; Премияльный коэффициент инженера 20%; Доплаты и надбавки руководителя 30%; Доплаты и надбавки инженера 30%; Дополнительной заработной платы 12%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- Анализ конкурентных технических решений по технологии QuaD
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	- формирование рабочей группы - назначение исполнителя проекта - составление перечня этапов и работ по проекту
3. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Определение эффективности исследования
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Сегментирование рынка 2. Оценочная карта конкурентных технических решений 3. Матрица SWOT 4. График Ганта 5. График проведения и бюджет НИИ 6. Расчет бюджета затрат НИИ 7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Доцент ОСГН	Маланина В. А.	к.э.н		
-------------	----------------	-------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич

Школа	Инженерная школа Неразрушающего контроля и безопасности	Отделение школы (НОЦ)	Отделение контроля и диагностики
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	20.04.01 Техносферная безопасность

Тема магистерской диссертации: Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения	Рабочее место – участок линейного нефтепровода: - вредные факторы (освещенность, шум, микроклимат, химические вещества) - опасные факторы (электрический ток, статическое напряжение)
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности 2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Недостаточная освещенность; • Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ; Проведен расчет освещения рабочего места; представлен рисунок размещения светильников на потолке с размерами в системе СИ; • Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации
3. Охрана окружающей среды	Наличие промышленных отходов (разливы нефти) и способы их утилизации;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: <ul style="list-style-type: none"> • Природная – сильные морозы зимой, (аварии на нефтепроводе); • Техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место

	(возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
5. Перечень нормативно-технической документации, использованной в разделе» СО».	ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Ю. М.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная магистерская диссертация содержит 123 страницы, 16 рисунков, 22 таблиц, 19 источников.

Ключевые слова: Нефть, нефтепровод, экологическое загрязнение, принципы строительства трубопровода через воду, образование отходов нефти при разрыве нефтепровода, характеристики нефти, технические трудности при строительстве, процессы взаимодействия нефтепродуктов с окружающей средой.

Объектом исследования является нефтепровод, проходящий по дну водной среды

Цель работы – Создать математическую модель переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода.

В процессе исследования проводились численные расчеты переноса нефти в водной среде при разрыве нефтепровода.

В результате исследования была получена математическая модель переноса нефти в водной среде в разных условиях окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики данной математической модели позволяют нам визуализировать распространения нефтяного пятна при разных условиях окружающей среды.

Областью применения данной математической модели могут являться любые области, требующие расчетов распространения нефтяного пятна в водной среде.

В будущем планируется усовершенствовать данную математическую модель в целях увеличения точности проделанных расчетов и улучшения качества визуализации данной модели распространения нефтяного пятна в водной среде.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНБ – Горизонтально-направленное бурение

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПДС – предельно допустимы сброс

НТИ- научно-технического исследования

НПС – нефти перерабатывающая станция

ЧС – чрезвычайная ситуация

РСЧС – Российская единая система предупреждения и ликвидации
чрезвычайных ситуаций

ОЗК – Общевоисковой защитный комплект

ПНР – Пусконаладочные работы

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	16
Основная часть	18
1. Обзор литературы.....	18
1.1. Характеристики нефти	18
1.2. Технологические решения при строительстве подводных нефтепроводов.....	20
1.2.1. Надземная прокладка.....	20
1.2.2. Горизонтально-направленное бурение (ГНБ).....	22
1.2.3. Мокрый метод строительства перехода.....	23
1.3. Особенности прокладки подводных нефтепроводов.....	24
1.4. Технические трудности.....	26
1.5. Модель распространения нефтепродуктов на водной поверхности.....	28
1.6. Образование отходов при разрыве нефтепровода.....	29
1.7. Процессы взаимодействия нефтепродуктов с окружающей средой...	29
1.7.1. Выветривание нефтепродуктов.....	29
1.7.2. Распределение нефти по водной поверхности.....	30
1.7.3. Улетучивание нефтепродуктов с водной поверхности.....	30
1.7.4. Эмульгация нефтепродуктов.....	31
1.7.5. Разложение нефтепродуктов в водной среде.....	31
1.7.6. Оседание нефтепродуктов в водной среде.....	32
1.7.7. Соприкосновение с поверхностью суши.....	32
1.7.8. Биоразложение.....	33
1.7.9. Совместно действующие процессы.....	34
Практическая часть	36
2. Физическая и математическая постановка задачи.....	36
2.1. Физическая постановка задачи	36

2.2. Математическая постановка задачи	37
3. Метод решения и анализ полученных результатов	38
3.1. Обработка данных в программе planriver	43
3.2. Численное моделирование и результаты расчетов	43
3.3. Анализ полученных результатов	48
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	50
4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	50
4.1.2. Технология QuaD	51
4.1.3. SWOT-анализ	53
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	58
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	58
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	59
4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	63
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	68
4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ	68
4.3.2. Основная заработная плата исполнителей темы	70
4.3.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	71
4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	71
4.3.5. Накладные расходы	72
4.3.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	72
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
Введение	77
5.1. Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды. Промышленная санитария	77
5.1.1. Освещение	78

5.1.2. Микроклимат.....	83
5.1.3. Шум	85
5.1.4. Токсиканты	87
5.2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды.....	89
5.2.1. Электрический ток.....	89
5.2.2. Статическое электричество.....	92
5.2.3. Пожароопасность.....	93
5.2.3.1. Автоматическая система пожаротушения.....	95
5.2.3.2. Селективная (избирательная) сигнализация пожара.....	96
5.2.3.3. Датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели).....	97
5.3. Охрана окружающей среды.....	98
5.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.....	98
5.3.2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.....	99
5.3.3. Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода.....	100
5.3.4. Восстановление (рекультивация) земельных участков	101
5.3.5. Утилизация отходов нефтепромышленности.....	102
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
5.4.1. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного характера.....	105
5.4.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях техногенного характера.....	107
5.5. Перечень нормативно-технической документации, используемой в разделе «Социальная ответственность»	109
Заключение.....	111
Список публикаций.....	112
Список литературы	113
Приложение А Oil properties and oil pipeline construction technology.....	114

ВВЕДЕНИЕ

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов при транспортировке и эксплуатации наносят значительный вред экосистемам. Рост добычи нефти, износ трубопроводного транспорта увеличивают количество чрезвычайных ситуаций(ЧС). Нефтяное загрязнение изменяет условия существования обитания флоры, фауны и вызывает ряд проблем для существования человека, которые должны быть срочно устранены обществами и правительствами в отношении окружающей среды. Одной из таких проблем является будущее прибрежных зон и районов. Места перехода нефтепровода, а также транспортировки нефтепродуктов которая осуществляется через водные объекты активно используется человеком, так как 50% населения в промышленно развитых странах живет в одном километре от водоемов. Это население вырастет примерно на 1,5% в год в течение следующих десятилетий.

Прибрежные зоны и водоемы используются для производства продуктов питания, для транспортных средств и для туризма и отдыха, а также возможное производство энергии, коммерческая рыбалка, а также добыча полезных ископаемых которая создает нагрузку на водную среду, которая нелинейна с ростом числа людей в этих районах. Все виды использования содержат потенциальный риск того, что вредные вещества, опасные для водной среды попадут в водный объект.

Для ликвидации и предупреждения последствий необходимо предсказать характер поведения нефти и нефтепродуктов в водоемах при разливе в водное пространство. Математическое моделирование позволит создать модель переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода.

Цель работы

Создать математическую модель переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода

Задачи работы

1. Разработка физической модели.
2. Разработка математической модели.
3. Методика численного решения.
4. Проведение численных расчетов распределений концентрации этого загрязняющего вещества в водной среде.
5. Анализ полученных результатов.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. Характеристики нефти

Различные виды нефти, полученные из разных мест и разным путём значительно разные своими физическими и химическими характеристиками, в это же период, когда большинство нефтепродуктов имеют конкретные характеристики вне зависимости от того, из каких мест они получены и каким способом. Ведущими физическими качествами, которые проявляют огромное воздействие на действие и устойчивость нефтяного пятна на водной поверхности, являются температура застывания, вязкость, плотность, давление насыщенных паров, дистилляционные характеристики. Данные сведения пребывают в взаимозависимость от химического состава, а конкретнее, от пребывания испаряющихся ингредиентов, а именно: асфальтенов, смол и парафинов [1].

Плотность или условная плотность нефти - это ее плотность сравнительно плотности морской либо пресной воды, ориентировочно равной одному. Большая часть разновидностей нефти имеет наиболее низкую плотностью и массу по сравнительному отношению к морской либо пресной воде, плотность каковой как правило является 1,025.

Дистилляционные характеристики нефти имеют место меняться. В процессе дистилляции в соответствии с максимумом увеличивается температура полученной нефти, различные элементы друг за другом доводиться до точки кипения, улетучиваются, а после этого охлаждаются после этого конденсируются. Дистилляционные характеристики устанавливают, которая доля исходной нефти дистиллируется в установленных температурных пределах [2].

Давление паров, всегда классифицируются как давление паров по Рейду и измеряются при 100°F (37,8°C), также определяет испаряемость

нефти. Давление паров, превышающее 3 кПа, считается максимальным значением улетучиваемых компонентов нефти, которое совершается при основной массе критерий [3].

Вязкость нефти обуславливает величину ее текучести. Некоторые виды нефти, имеющие предельную вязкость, текут не столь легко, как нефть с наиболее низкой вязкостью. При уменьшении температуры вязкость всех видов нефти уменьшается, но, в связи с составом нефти, изменение вязкости случается по-разному.

Температура застывания - это температура, меньше которой нефть не течет, она в зависимости от нахождения в нефти составляющих парафина и асфальтенов. При понижении температуры нефть достигает температуры, что обуславливается названием температура помутнения, когда элементы парафина приступают образовывать кристаллические структуры. Процедура создания кристаллов препятствует течению нефти, и при последующем охлаждении она доходит до температуры застывания, при которой течение нефти приостанавливается, и нефть преобразуется из жидкого состояния в полутвердое [4].

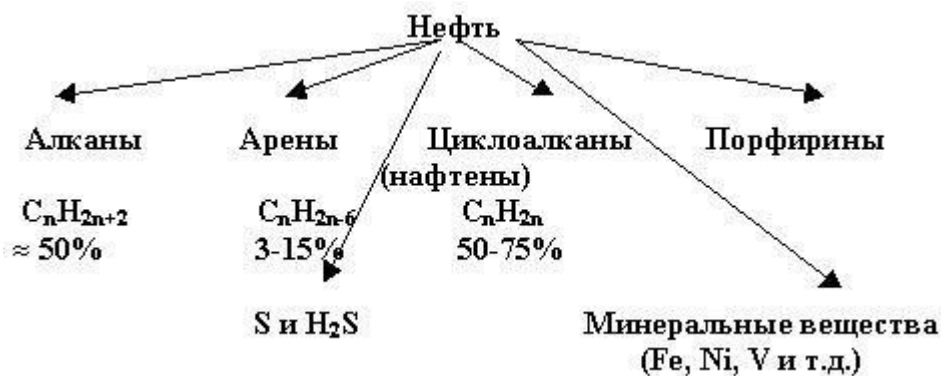


Рисунок 1 – Химический состав нефти

1.2. Технологические решения при строительстве подводных нефтепроводов

- Надземная прокладка;
- Горизонтально-направленное бурение;
- Мокрый метод строительства перехода (подводная прокладка нефтепровода в прокапываемой траншее, в отсутствии отвода реки) [5].

1.2.1 Надземная прокладка

Плюсы надземной прокладки состоят в том, что в этом изменении дна и берегов водной среды считается наименьшим и, кроме этого, строительство такого нефтепровода не препятствует флоре и фауне. Другим – косвенным, но тем не менее существенным аргументом в его пользу является возможность гораздо более раннего, чем в случае подземного трубопровода, выявления случайной течи. Наилучшая мировая практика показывает, что надземная прокладка трубопроводов через реки, каналы и ручьи применяется очень редко и только в тех конкретных случаях, когда подземная прокладка является нецелесообразной. В качестве образца возможно показать на примере прокладки нефтепровода через узкий, но весьма глубокий канал (глубиной более 25 метров и с шириной менее 40 метров) с большой возможностью размывания дна на этом участке канала на весьма огромную глубину. Рассмотрим на примере строительства моста через водную среду примерно с такими же условиями устройства мостов длиной некоторое количество километров с опорами, которые, придется, с определенным расстоянием устанавливать прямо в русле реки. Трудность постройки, скорее всего приведет к длительному повышению не благоприятному экологическому влиянию, а также, из-за появления опор мостов с определенным расстоянием между друг другом приведет к препятствию в русле реки, вызовет повышение риска размыва по соотношению со строительством надземных нефтепроводов. Имеются так же негативные факторы строительства надземного нефтепровода в водной среде и не являются оптимальным вариантом, перечислены далее:

- Изменение температуры окружающей среды суточное изменение (день – ночь), сезонное изменение (зима, весна, лето, осень), будут проявлять на нефтепровод последующие продолжительные негативные влияния (далее приведены примеры негативных влияний):
 - Приводят к увеличению внешней коррозии, изменение внешних характеристик нефтепровода
 - Уменьшать эффективность катодной защиты, приводя к усилению наружной коррозии, увеличивая расходы на техобслуживание, и увеличивая вероятность возникновения течей;
 - Приводить к удлинению-укорачиванию трубопровода, ежечасно изменяя длину безопорного участка трубы, что, в свою очередь, приводит к повышению стоимости и сложности опорных конструкций;
 - Закупоривание трубопроводной системы по причине увеличения вязкости нефти в трубопроводе.
 - Опоры, поддерживающие трубопровод, могут смещаться, в особенности во время сейсмических явлений;
 - Подмыв также непостоянная оседание опор вследствие изменения географического дна реки или затопления территории при речных разливах в особенности при смене сезонов, чаще всего в поймах;
 - Механическое воздействия со стороны третьих лиц, например, использования трубопроводов как тренировочных мишеней охотниками и браконьерами, для перехода через реку с тяжелыми грузами, ударные воздействия судов и т.п.;
 - Уязвимости для актов вандализма, терроризма, саботажа и диверсий. Основываясь на вышеизложенных соображениях, приняли решение отказаться от варианта, связанного с использованием мостов-трубопроводов и использовать более безопасные варианты [5].

1.2.2. Горизонтально-направленное бурение (ГНБ)

При горизонтально направленном бурении отверстий, технологично подобное бурение нефтяных и газовых скважин, выполняется под грунтом т.е. (под дном водной среды). В представленной схеме применяется доставка бурильной смеси под большим давлением для утилизации бурового шлама из скважин и надежной цельности скважин (избежание обрушения ее стен). Уже после завершения бурения скважины посредством наполнения раствором ствол скважины протаскивается заранее сваривается отпрессованная плеть труб и примыкает к другой плети. Равно как и незначительные надземные нефтепроводы, сделанные при содействии горизонтально направленным бурением, обладают превосходством, то что данный способ точно никак не влияют на речное дно и ближайшие берега, подобным способом существенно понижая увеличение предельно допустимой концентрации (ПДК) взвешенных веществ в водной среде при строительстве и пусконаладочных работах (ПНР). Использование этого технологического процесса не препятствует флоре и фауне во время строительства, ПНР и при эксплуатации. Однако ГНБ является дорогим и требующим больших затрат времени способом, а также содержит в себе определенный риск, как и любые инженерные работы.

Этот вариант прокладки через реки целесообразно использовать только в определенных обстоятельствах (в которых такие факторы, как ширина, глубина и свойства донного грунта, делают его технически привлекательным) Данный способ также является привлекательным в следующих случаях:

- Осуществляется судоходство, вследствие чего следует принять меры для минимизации проблем, связанных с осуществлением навигации и постановки на якорь;
- Имеют место чрезвычайно высокие уровни содержания загрязняющих веществ в наносах и возврат их обратно в воду или взмучивание

в ходе строительства нежелательны;

- Речные русла имеют большую ширину и/или глубину;

Наличие видов рыб или их местообитаний весьма чувствительных к строительству переходов методом открытой траншеи в связи с особенностями объемов стока или морфологии реки. Использование горизонтально направленного бурения не всегда допустимо по топографическим или геологическим причинам, по этой причине вероятность использования данного метода необходимо основательно анализировать с учетом всех рисков и не продолжительным выходом на дно водной среды, приводящего к наиболее серьезным экологическим последствиям (нанесение вреда флоре и фауне, жизнедеятельности человека и животным), нежели использование мокрого метода строительства перехода. Данный метод особенно объективен для водной среды имеющей значительную энергию для человека и с каменным субстратом характерным для большинства рек России [5].

1.2.3. Мокрый метод строительства перехода

Методика мокрого метода строительства (подводная прокладка нефтепровода в прокапываемой траншее, в отсутствии отвода реки), применяется практически всеми государствами мира с целью устройства основной массы речек, ручьев, а также каналов. Применение представленного мокрого метода строительства копается траншея, в траншею спускают заранее сваренную опрессованную плеть труб (если ширина свыше 10-12 метров), сразу после этого траншея закапывается, на протяжении всей работы река не прекращает протекать по своему руслу. В основном нефтепроводные траншеи выкапываются при помощи специальной техники (экскаватор) либо если область работы для экскаватора недостижима, то дальнейшие работы производят при помощи драглайна. В данной ситуации вытаскиваемая почва со дна реки как правило располагается в постройку для специальной техники для данных работ, обеспечивающей его обездвиживание, а обратное засыпание траншеи после данных работ должна осуществляться чистым грунтом. Без соответствующих мер по

рациональному использованию водных ресурсов нарушение донных отложений и перенос взвешенных веществ может достигнуть значительных масштабов, что зависит от скорости течения воды и характера вынимаемого грунта. Это может оказать прямое и косвенное отрицательное воздействие на сообщества рыб, беспозвоночных и водных растений. Однако такой переход может быть построен в относительно короткие сроки и данный способ обычно используется для прокладки трубопроводов через маленькие и/или малоуязвимые (в экологическом отношении) реки [5].

1.3. Особенности прокладки подводных нефтепроводов

Для монтажа нефтепровода, накрытого непрерывной древесной футеровкой, показатель трения при скольжении согласно дну водной поверхности, равен около 0,75 при скалистом грунте, около 0,65 при крупном песке, около 0,55 при мелком песке и около 0,45 при илистом грунте. Для нефтепровода с бетонированным покрытием показатель трения при скольжении берется равным около 0,35.

Для поставленной задачей уменьшения массы нефтепровода в водной среде используют: погружающие понтоны, применение подобного метода позволяет привести плавучесть нефтепровода до рамок от 60 Н/м до 120 Н/м.

Данный технологический процесс постройки нефтепроводов включает в себя подготовку на берегу водного пространства плетей, после этого спускают их на воду и протягивание их по дну с помощью специализированных лебедок либо буксиров. Погружение транспортировочных плетей нефтепровода к самому погружению в воду может иметь различные типы установок (при помощи рельсовой трассы, спуск сделанный из различных роликовых опор, погружение в воду при помощи заранее выкопанных траншей). При имеющихся методах следует сконцентрировать внимание на способы защиты изоляционного покрытия нефтепровода от внешних повреждений при строительстве. При формировании нужной тяги используют лебедки, работающих на буксирах или на баржах, которые должны прибывать в досягаемости и быть наготове.

Для выбора буксировочного судна с целью транспортировать нефтепровода тягой его винтов разрешается применять ориентировочным значением для установленной тяги, принимают каждые 75 кВт буксира выполняют около 10 кН тяги.

Данные особенность прокладки нефтепровода используют при постройке нефтепроводов к местам без места причала танкеров, побережным платформам либо к рядом стоящим нефтеперерабатывающим станциям (НПС) платформам в водной среде. Данные особенности необходимы тогда, когда давление в конечном месте нефтепровода сумеет провести его за один раз без стыковки в водной среде. [6].

В последнее время такие особенности строительства применяют для изучения технологического процесса присоединения нефтепровода на большие пространство со стыковкой под водным пространством. Основным вопросом являются трудности в нахождении нужного пространства для строительства и стыковке любой последующей трубы нефтепровода с ранее построенной и уложенной на дно водного пространства.

Строительство нефтепровода по дну водного пространства на больших глубинах используется в северных странах. Рассмотрим данные особенности строительства нефтепровода на примере Норвегии присутствовали ранее созданные части нефтепровода длиной около 2200 м. Диаметр нефтепровода, являлось 950 мм, толщина стенки труб 20 мм, слой бетонированного покрытия 52 мм, плотность бетонирования составлял 2,18 т/м³. Браслеты анодов устанавливались в бетонированные слои. Масса одного метра трубы под водным пространством составлял 146,5 Н. Части нефтепровода протаскивались по дну водного пространства буксиром мощность которого составляла 17 тысяч кВт для этого использовался канат диаметр которого составлял 80 мм. Для этого использовалось усилие в 1600 кН для смещения с места для этого использовалась лебедка, которая находилась на буксирах. Сопротивление при движении нефтепроводов, которые находились под водным пространством было приблизительно 820

кН [6].

1.4. Технические Трудности

Изучение научно-технических операций постройки скважин, постройка, а также эксплуатирование нефтепроводов и совокупность исследования по охране окружающей среды обнаружил:

Небольшую эффективность природоохранных заключений в планах изучения, а также строительства и ремонта нефтепроводах под водным пространством, проекты по повышению добычи нефтепродуктов; небольшую реализацию проектов по причине низкой рабочей прочности технических материалов и практически отсутствие предполагаемого контроля; недостаточные знания охраны окружающей среды у специалистов практически на всех уровнях планирования и строительства нефтепровода под водой [7].

Нефтяные пятна имеют огромную протяженность, а также невысокую прочность почти (75% деформации) добывающих нефтяных трубопроводах из-за большого давления в них. Факторы технических трудностей, такие как: 32%- внешний влияния на нефтепровод; 18%-неправильные решения при строительстве; 26%-коррозия; 20%- неправильные заводские материалы: 4%- человеческий фактор. [7].

При большом препятствии при строительстве пластовых вод наружные отверстия в используемом оборудовании могут иметь неблагоприятные последствия с течением времени после ввода в эксплуатацию, для того чтобы продлить период эксплуатации нефтепровода без происшествий до 10 лет необходимо использовать ингибиторы коррозии [7].

Подбор, а также дозировка ингибитора коррозии прибывают в соотношении от структуры пластовых флюидов. Служба коррозионного прогноза воспринимается никак главная служба, но необходимо учитывать объем наносимого вреда, как и финансовом плане так и экосистеме в целом, в дальнейшем эти определения не правильны. Предотвращение аварийных

ситуаций является главной задачей, которая отображает всю экологическую ситуацию вокруг компании. [7].

Появилась необходимость усовершенствования защищающего покрытия с целью ликвидации асфальто-парафиновых отложений, а также имеются способы для очищения нефтепровода. Промежуток использования изоляции из битума на наружных покрытиях далеко не переваливает за 10 лет согласно этим данным необходимо заменить данную изоляцию и найти подход к новой технологии покрытия изоляцией нефтепровода под водой. [7].

Одним из ключевых вопросов при добыче нефти считается вопросом об утилизации попутного газа. В факелах при добыче нефти в отдельных районах Сибири год за годом сжигается приблизительно 10 млрд попутного газа. Коэффициент утилизации попутного газа расположен от 30 до 85%. При увеличении предельного допустимого выброса (ПДВ) в окружающую среду то немедленно производится улучшение системы факелов для того чтобы абсолютно весь газ сжигался, а не искать способы данный газ преобразовать. В этих обстоятельствах попутный газ является отходом при добыче нефти, при этих обстоятельствах расходы за загрязнение окружающей среды относятся к цене добыче нефти, к этим же расходам можно отнести утилизацию пластовых вод. Пластовые воды, а также попутный газ кроме того считаются основным сырьем для нефтехимических продуктов. [7].

Самый распространённый метод утилизации попутного газа является его закачивание в пласты тем самым увеличивается давление и увеличивается нефтеотдача. Результативность использования газового закачивания повышает нефтеотдачу и увеличивает при небольших фильтрационно-ёмкостных объемах активных пластов. Использование метода по закачиванию попутного газа параллельно способствует решению нескольких технических трудностей:

- Приводит к минимальным платежам по выбросам в окружающую среду, а также изменение показателей атмосферного воздуха в рабочей зоне в

пределах нормы;

- Приводит к минимальной длине добываемых коррозионно-небезопасных зон;
- Способствует геодинамическая устойчивость месторождений;

Скважины, которые были законсервированы при изменении в тектонических плитах возможно сумеют вновь выделять нефть и попутный газ. [7].

Очередной из стадии образования отходов – бурение скважин, в промежуток постройки для этого выделяется территория до гектара. При протяжении год уже после окончания постройки местность подвергается культивированию и должна быть отдана в землепользования. В период, когда скважину эксплуатируют будет выделяться около 0.42 гектар территории вокруг скважины. Для снижения территории выделяемой для постройки скважин предпринимается меры по их размещению в близости друг от друга.

В период эксплуатации скважины необходим надзор за применением искусственных стимуляций, которые в дальнейшем будут закачиваться в пласт для нефтеотдачи скважины которые могут повлиять на окружающую среду. Когда происходит эксплуатация скважины появляется несколько токсинов одну скважинную процедуру. При этом, когда происходит очистка насосных аппаратов, проявляется вплоть до 4 водных отходов на одну скважинную операцию [7].

1.5. Модель распространения нефтепродуктов на водной поверхности

Водная среда имеет считаться линейными участками и элементарными зонами. Термин линейные участки подразумевается область водной среды прямоугольной фигуры, выбранной перпендикулярно оси возможного течения. Любое линейное место определяет темп направления в случаях турбулентного режима направления. При ламинарном режиме перемещения воды в водной среде, линейный участок необходимо разделить на несколько элементарных площадок, любая из них может определять

направления воды в водной среде. Данным методом, определяются свойства, характеризующие темп направления в русле водной среды. [8].

1.6.Образование отходов нефти при разрыве нефтепровода

Когда появляется возможность аварийной ситуации, в том числе, когда производят работы по ее ликвидации возникновение разных отходов. [9].

Главными типами отходов при проведении действий ЛРН считаются:

- Смесь воды и нефти при ликвидации нефтяных разливов в водной среде и промывке используемого снаряжения, обозначают как "Отходы при ликвидации загрязняющих в водной среде нефтью и нефтепродуктами (Отходы эмульсий и смесей нефтепродуктов)", 3 класс опасности, код по ФККО - 9 31 000 00 00 0 [9].
- собранный с поверхности водной среды загрязняющий сорбент, содержание нефти в нем около 17% и более, обозначаются как "Отходы сорбентов, загрязняющею водную среду опасными веществами", 3 класс опасности, код по ФККО - 4 42 000 00 00 0 [9].
- дно (грунт) водной среды и берегов, загрязненный нефтью с содержанием около 14% и более, образовавшийся при ликвидации водной среды и берегов в ходе аварийно- спасательных работ, 3 класс опасности, код по ФККО - 9 31 100 03 39 4 [9]. Общий размер ёмкостей временного хранения всех загрязняющих веществ в водной среде после разрыва нефтепровода обуславливается из обстоятельств предоставления непрерывной деятельности технологического оборудования для сбора нефти.

1.7. Процессы взаимодействия нефтепродуктов с окружающей средой

1.7.1 Выветривание нефтепродуктов

При аварийном выбросе в водную среду нефть подвергается процессам выветривания [10].



Рисунок 2 – Процессы выветривания

1.7.2. Распределение нефти по водной поверхности

При разрыве нефтепровода в водной среде нефти начинает растекаться по водной поверхности. Темп этого процесса существенно зависит от его массы, вязкости нефти, скорости течения (при наличии), а также времени. Более текучие разновидности нефти распространяются значительно стремительнее, чем более вязкая нефть. Более водянистые нефтепродукты сначала распространяются одно единое большое нефтяное пятно, после некоторого времени начинает распадаться на более мелкие нефтяные пятна.

При растекании нефтяного пятна по водной поверхности нефть меняет свой цвет от густого черного до светло серебристого. При своих разных характеристиках нефть может распространяться по водной среде тонким слоем, небольшими нефтяными пятнами, они могут удаляться либо в некоторых случаях скапливаться в одно большое пятно и достигать в толщину несколько сантиметров на водной поверхности [10].

1.7.3. Улетучивание нефтепродуктов с водной поверхности

Элементы, входящие в составе нефти, улетучиваются в атмосферу, темп улетучивания находится в зависимости от температуры окружающей среды и от скорости течения водной среды. В основном все элементы нефти не превышают температуры 190°C при средних обстоятельствах окружающей среды компоненты улетучиваются в течение суток. При содержании в нефти частей с не высокими температурами кипения, таким образом уровень

улетучивания в соотношении с другими веществами входящие в состав нефти. Начальный темп распределения нефти в водной среде оказывает влияние на темп улетучивания, так как, область распределения нефтяного пятна большая более легкие элементы быстрее улетучиваются. Большие волны, скорость течения водной среды и температура окружающей среды значительно влияют на улетучивание компонентов нефти. [10].

1.7.4. Эмульгация нефтепродуктов

Многочисленные разновидности нефтепродуктов впитывают водную среду и образуют водонефтяную эмульсию, такое преобразование приведет к повышению размера загрязняющих веществ практически до пятикратного размера. В таком виде проще всего формируют такие разновидности нефти, которые в жидких состояниях обладают общей концентрацией никеля и ванадия. Наличие данных элементов и имеющиеся волны на водной поверхности, увеличивают скорость потока ветра по шкале Бофорта (скорость ветра 3–5 м/с или 7–10 узлов), устанавливает темп формирования эмульсии. Образования водонефтяных эмульсий влияют на уменьшение темпов улетучивания других компонентов, а также являются основной причиной нахождения нефтяного пятна наиболее легких, средних фракций на водной поверхности и около прибрежной зоны [10].

1.7.5. Разложение нефтепродуктов в водной среде

Темпы и стадии разложение нефтяного пятна находятся в зависимости от ее его характеристик, распределение, температуры водной среды, турбулентности и скорости течения. Наиболее тяжелые элементы нефтяного пятна почти не растворяются в водной среде, в это же период так как наиболее легкие элементы хорошо растворяются в водной среде, на примере ароматических углеводородов типов бензола и толуола считаются практически не растворимыми в водной среде.

Разложение в существенно находится в зависимости от характеристик нефти, а также ситуации в водной среде и распространяется быстрее всего, когда вязкость нефти невысокая и наличие течения на водной поверхности.

Темпы возможного течения в водной среде и турбулентность на водной поверхности чаще всего ведут к дроблению нефтяного пятна на более мелкие пятна, они в свою очередь смешиваются с верхним слоем водной поверхности. Небольшие нефтяные пятна останутся взвешенными, но крупные нефтяные пятна вновь поднимаются на водную поверхность и при отсутствии течения скорее всего воссоединятся маленькие нефтяные пятна в более большое пятно и процесс будет повторяться или растекутся по водной поверхности образуя тонкий слой пленки как в большинстве случаев. Нефть на водной поверхности во взвешенном состоянии взаимодействует с водной средой, такой процесс приведет к уменьшению концентрации нефти на водной поверхности [11].

1.7.6. Оседание нефтепродуктов в водной среде

Нефтяные пятна в водной среде чаще всего взаимодействуют с седиментными молекулами органических веществ, находящиеся на водной поверхности, таким образом нефть набирает массу и с течением времени оседает на грунт водной поверхности. Водная среда с небольшой глубиной, а именно в очень узких частях водной среды зачастую имеет значительные взвешенные твердые частицы, которые в свою очередь смогут образовать большие участки нефтяных толщ на водной поверхности, подобным способом формируя подходящую обстановку для оседания масляных частиц на грунт водной среды либо на прибрежную зону. Чаще всего в соленых водах, пресная вода снижает соленость, то масса соленой воды, обладающие нейтральной плавучестью нефтяные остатки имеют все шансы оседания на грунт водной среды. Нефтяное пятно в водной среде уничтожают микроорганизмы и образуют большие массы и территории, после этого происходит оседание на грунт водной среды [11].

1.7.7. Соприкосновение с поверхностью суши

Реакция осевшей на прибрежную черту нефтяных остатков находятся в зависимости от уровня энергии, с которой она поступила на грунт берега, и кроме этого зависит от вязкости остатков нефти. Реакция с микроорганизмами

в водные среды, которое приводит к оседанию, в большинстве случаев совершается, после того как нефтяные остатки прибывает с возможным течением либо волнами к береговой линии. На открытых пространствах береговой линии с каждым последующим сезоном года накапливают нефтяные остатки тем самым вредные вещества с каждым последующим годом все больше вредят экосистеме. Осевшая на грунт берега нефтяные остатки способны храниться на данных территориях долгое время. При взаимодействии с береговой линией, а именно с элементами берега возможно при изменении уровня воды при отливах или приливах может осесть на дне водной среды. В большинстве случаев данные циклы могут периодически возобновляться при этом нефть с элементами берега сбрасывается с берега в водную среду, при этом происходит оседание больших частиц на грунт водной среды, в таком случае цикл будет повторяться из-за повторного оседания нефтяных остатков на грунт берега [12].

1.7.8. Биоразложение

В водной среде находятся определенное количество полезных микроорганизмов, которые могут перерабатывать нефтяные остатки. Данные микроорганизмы, очень разнообразны, такие как: плесень, грибки, водные растения и организмы водной среды, которые в свою очередь могут применять нефтяные остатки в качестве источника углеводородных соединений. Главными условиями, воздействующими на темп и уровень биоразложения, считаются свойства нефтяных остатков в водной среде, присутствие кислорода и биогенных элементов (основные элементы, содержащие фосфорные и азотные соединения) и температуру окружающей среды. При биоразложении данных соединений образуют некоторое количество переходных соединений, окончательными соединениями является вода и углекислый газ в водной среде. В ходе разложения развивается сложное сообщество микроорганизмов [12].

1.7.9. Совместно действующие процессы

Все процессы выветривания немедленно функционируют уже после образования нефтяного пятна, при этом полное выветривание не гарантируется, но изменение количества нефти на водной поверхности меняется с течением времени, представлено на рисунке 2. Распределение, улетучивание, оседание, эмульгирование наиболее значимые процессы распределения нефтяных остатков в водной среде, по сравнению с биоразложением предполагают собою наиболее долговременный процесс. Оседание и эмульгирование считаются параллельными процессами: оседание нефтяных остатков с водной поверхности, а эмульгирование производит к повышению массы и нахождение нефтяных остатков на водной поверхности. Условия устанавливаются такие, что нефть станет оседать или эмульгироваться: требования разлива нефти (темпы течения воды и масса нефти; вид разлива под водой либо на водной поверхности); окружающая среда (температура, возможные волны на водной поверхности, а также возможное течение на водной поверхности); кроме того, нельзя не руководствоваться химическими и физическими характеристиками нефти. Для того чтобы воспринимать взаимосвязь процесса выветривания, немаловажно для моделирования изменения данных нефтяного остатка на водной поверхности с изменением времени. Моделирование возможных изменений свойств нефтяного остатка с изменением времени даст возможность оценить возможную устойчивость нефтяного остатка, и позволит найти более оптимальный способ ликвидации данного остатка [12].

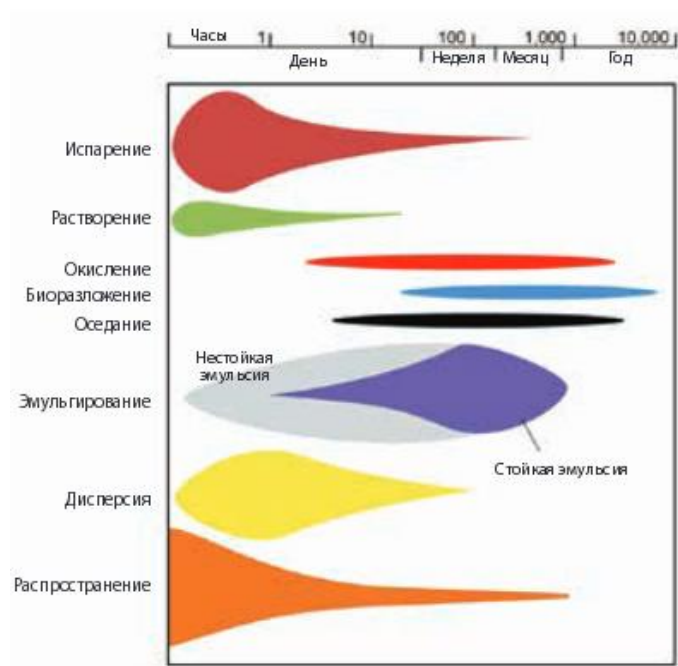


Рисунок 3 – схема распределения нефтяных загрязнений в водной среде

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2. ФИЗИЧЕСКАЯ И МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

2.1. Физическая постановка задачи

Так как характерные размеры водоема в горизонтальных направлениях превышают глубину водоема и из априорных данных следует, что зависимости проекций скорости, температуры, концентраций компонентов от координаты x_3 , отсчитываемой от поверхности дна реки слабее, чем от координат x_1 и x_2 , можно на основе вышеизложенного осреднить исходные характеристики по глубине водоема согласно [13].

$$\int_{-h}^0 \phi dx_3 = \bar{\phi} h \quad (1)$$

где $\bar{\phi}$ - среднее значение величины ϕ . Рассмотрим плоскую задачу конвективного тепло- и массопереноса загрязняющих веществ в водоеме. Источник загрязнения моделируется поверхностным источником массы нагретых веществ, выделяющихся в результате залпового выброса в течение некоторого времени. Считается, что течение направлено слева направо и носит развитый турбулентный характер, а для описания конвективного переноса под воздействием течения реки используются двумерные уравнения Рейнольдса для турбулентного течения. Начало координат $x_1 = 0$, $x_2 = 0$ расположено в левой части рассматриваемой области, оси Ox_1 и Ox_2 расположены в плоскости земной поверхности [13]. (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Схема области расчетов

2.2. Математическая постановка задачи

Сформулированная задача сводится к решению следующей системы уравнений:

$$\frac{dp}{dt} + \frac{d}{dx_j}(pv_j) + \frac{pw_0}{h} = 0, j=1,2, i=1,2 \quad (2)$$

$$\rho \frac{dv_i}{dt} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\mu \frac{\partial v_i}{\partial x_j}) - \frac{\rho v_i w_0}{h} - \rho g_i; \quad (3)$$

$$\rho c_p \frac{dT}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_j}(\lambda \frac{\partial T}{\partial x_j}) - \frac{\rho w_0 c_p T_0}{h}; \quad (4)$$

$$\rho \frac{dc_\alpha}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho D \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_j}) - \frac{\rho c_\alpha w_0}{h}, \alpha = 1,2; \quad (5)$$

$$v = (v_1, v_2), \vec{g} = (0, g). \quad (6)$$

Начальные и граничные условия имеют вид:

$$t = 0: v_1 = 0, v_2 = 0, T = T_e, c_\alpha = c_{ae}, T_s = T_e; \quad (7)$$

$$x_1 = 0: v_1 = V_e, v_2 = 0, T = T_e, c_\alpha = c_{ae}; \quad (8)$$

$$x_1 = x_{1e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_1} = 0; \quad (9)$$

$$x_2 = -x_{2e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_2} = 0 \quad (10)$$

$$x_2 = x_{2e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_2} = 0. \quad (11)$$

$\frac{d}{dt}$ - полная производная ($\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + (v_j + w_p) \frac{\partial}{\partial x_j}$), c_p - удельная теплоемкость воды

при постоянном давлении, ρ - плотность воды, T - температура воды, c_α - массовые концентрации ($\alpha=1$ - загрязняющая жидкость, 2 - загрязняющие частицы), P - давление, M_α - молекулярная масса индивидуальных

компонентов, λ , μ , D – коэффициенты теплопроводности, динамической вязкости и диффузии; t – время, $x_i, v_i (i=1,2)$ – декартовы координаты и компоненты скорость, R – универсальная газовая постоянная. w_p – скорость оседания твердых загрязняющих частиц ($w_p \neq 0$ в уравнении (4) при $j=2$ для частиц, а в остальных случаях $w_p=0$) [13].

3. МЕТОД РЕШЕНИЯ И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для решения данной задачи применяется метод контрольного объема. Расчетная область разбивается на конечное число объемов, после чего для каждого из объемов записывается баланс субстанции (массы, энергии, импульса и т.д.). В области расчета необходимо указать условия для граничных точек. Классически метод контрольных объемов основывается на интегральных законах сохранения. В первую очередь для любого конечного объема составляется закон сохранения. После чего расчетная область разбивается на сетку, в узлах которой рассчитываются физические характеристики смоделированного процесса. На следующем этапе выбираются контрольные объемы с границами, пересекающими центральные точки ребер ячеек сетки и центрами в узлах данной сетки [14].

Для каждого контрольного объема, полученного таким образом, составляется дискретный аналог закона сохранения, основываясь на балансе всех потоков, проходящих через границы рассматриваемого объема. Метод конечных объемов чаще всего позволяет получать консервативные схемы, разрешена дискретизация расчетных областей с усложненной геометрией. С помощью данного метода возможно построение более точных схем, расположенных около границ области. Эти преимущества метода обусловлены возможностью применять нерегулярные сетки, также, как и контрольные объемы произвольной формы [14].

Применение данного метода дискретизации обусловлен тем, что, используя его, в ходе решения выполняются интегральные законы сохранения

величин: количество движения, масса, энергия в определенном контрольном объеме и для группы контрольных объемов и, как следствие, во всей расчетной области. Даже если в связи с ограниченными возможностями вычислительной техники решается задача с использованием малого числа контрольных объемов, решение будет получено такое, что будет удовлетворять точным интегральным балансам по всей расчетной области [14]. Используя данный метод в решении, при верно заданных граничных условиях можно с точностью сказать, что полученное решение физически оправданно и удовлетворяет всем основным законам сохранения [14].

Дифференциальные уравнения, подчиняющиеся обобщенному закону сохранения, описывают процессы гидродинамики и тепломассообмена. При обозначении любой искомой функции переменной Φ , обобщенное дифференциальное уравнение примет вид в тензорной форме:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\Phi) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho v_i \Phi) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\Gamma_\Phi \frac{\partial \Phi}{\partial x_i} \right) + S_\Phi; \quad (12)$$

Где, t – координата временная, x_i – координата пространственная, ρ – плотность, v_i – компоненты вектора скорости, Γ_Φ – коэффициент переноса (Γ_Φ – коэффициент теплопроводности, турбулентной вязкости, диффузии и т.д.), S_Φ – источниковый член [14].

В частных случаях в S_Φ может входить приток теплоты в результате химических реакций в уравнении энергии или увеличение (уменьшение) концентраций компонента в ходе химических реакций в уравнениях диффузии. Конкретный вид Γ_Φ и S_Φ зависит от смысловой нагрузки переменной Φ .

С физической стороны данный метод контрольного объема можно описать таким образом: расчетная область разбивается на определенное количество непересекающихся контрольных объемов так, чтобы каждая точка узла содержалась только в одном объеме. В случае двумерной задачи рассматривается прямоугольник. Вторым этапом является интегрирование дифференциального уравнения по каждому контрольному объему. Для

проведения вычисления интегралов используются профили, описывающие изменение между узловыми точками функции Φ . Полученный в результате интегрирования дискретный аналог выражает закон сохранения для параметра состояния Φ в каждом конечном контрольном объеме [14].

Наиболее важное свойство данного метода состоит в том, что при использовании метода контрольного объема интегральные законы сохранения таких величин как масса, количество движения, энергия и т.д. в каждом контрольном объеме и для любой группы контрольных объемов выполняются с точностью [14].

Дискретный аналог (разностная схема) Патанкара-Сполдинга является консервативным, что можно определить, основываясь на том, что решение с использованием небольшого количества контрольных объемов удовлетворяет точным интегральным балансам по всей области. Пример способа разбиения на контрольные объемы расчетной области для двухмерного случая и типичный контрольный объем представлены на рисунке 5.

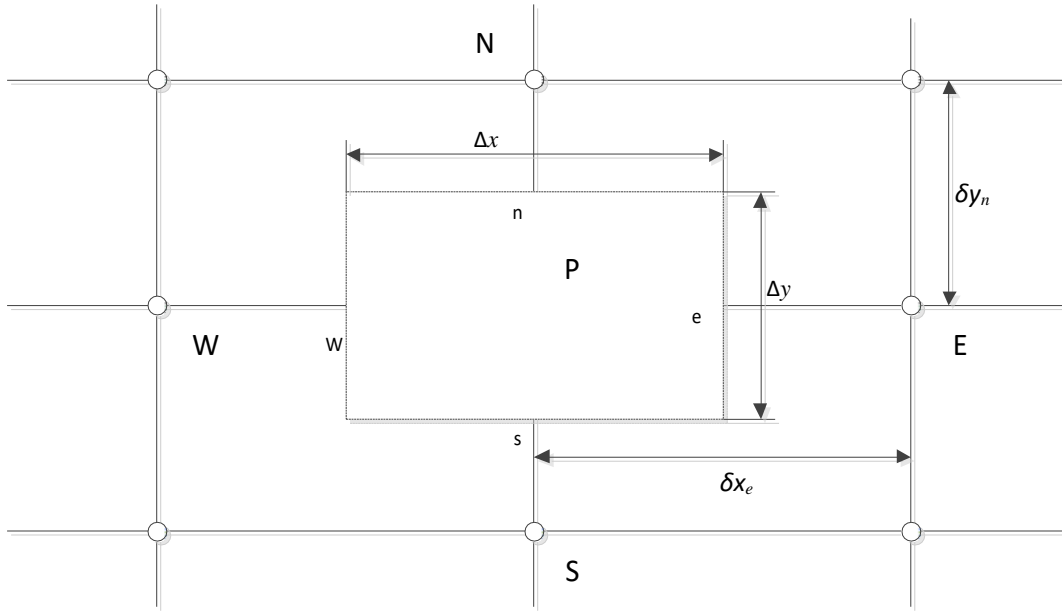


Рисунок 5 – Типичный контрольный объем для двумерного случая

На данном рисунке изображена область двумерной сетки, где пунктирной линией выделен контрольный объем для двумерной области с центром в точке P . Центры расположенных рядом контрольных объемов обозначены буквами N, S, W, E (что соответствует значениям: «север», «юг», «запад» и «восток»). Соответствующие этому точки на границах контрольного объема обозначены буквами n, s, w, e . Размеры контрольного объема обозначаются Δx и Δy . Расстояния между центрами соседних контрольных объемов обозначены $\delta x_e, \delta y_n$. Аналогично вводятся обозначения для трехмерного (пространственного) случая [13].

Запишем в следующем виде дискретный аналог для двумерного случая:

$$a_P \Phi_P = a_W \Phi_W + a_E \Phi_E + a_S \Phi_S + a_N \Phi_N + b \quad (13)$$

Где,

$$\begin{aligned} a_E &= D_e A(|P_e|) + [-F_e, 0], & a_W &= D_w A(|P_w|) + [F_w, 0], \\ a_N &= D_n A(|P_n|) + [-F_n, 0], & a_S &= D_s A(|P_s|) + [F_s, 0], \end{aligned}$$

Расходы и проводимости определяются следующим образом:

$$F_e = (\rho u)_e \Delta y; F_w = (\rho u)_w \Delta y; \quad (14)$$

$$F_n = (\rho v)_n \Delta x; F_s = (\rho v)_s \Delta x. \quad (15)$$

$$D_e = \frac{\Gamma_e \Delta y}{(\delta x)_e}; D_w = \frac{\Gamma_w \Delta y}{(\delta x)_w}; \quad (16)$$

$$D_n = \frac{\Gamma_n \Delta x}{(\delta x)_n}; D_s = \frac{\Gamma_s \Delta x}{(\delta x)_s}. \quad (17)$$

Число Пекле:

$$P_e = F_e / D_e, P_w = F_w / D_w, P_n = F_n / D_n, P_s = F_s / D_s \quad (18)$$

Выражение типа $[A, B]$ означает, что из двух элементов выбирается максимальный. Для функции $A(|P|)$ рекомендуется применять схему со степенным законом [14].

$$A(|P|) = \left[0, (1 - 0, |P|)^5 \right] \quad (19)$$

Коэффициенты в соседних точках $a_E, a_W, a_N, a_S, a_T, a_B$ учитывают воздействие конвекции и диффузии на грани контрольного объема, зависящих от массового расхода F и проводимости D . Величину Φ для контрольного объема, отнесенную к шагу по времени характеризует член $a_p^o \Phi_p^o$. Остальные члены интерпретируются аналогичным образом. Для решения дискретного аналога используется алгоритм Томаса или TDMA (Tri-diagonal-Matrix Algorithm – трехдиагональный матричный алгоритм). Название TDMA – результат того, что при записи матрицы коэффициентов этих уравнений, все коэффициенты не равные нулю группируются вдоль трех диагоналей матрицы.

Для удобной записи алгоритма введем обозначения – присваиваем узловым точкам, номера от 1 до n . Номера 1 и n являются точкам на границе. В таком случае дискретный аналог записывается следующим образом:

$$a_i T_i = b_i T_{i+1} + c_i T_{i-1} + d_i \quad (20)$$

где $i=1, 2, 3, \dots, n$, а температура T , связана с соседними значениями T_{i-1} и T_{i+1} .

При записи уравнений узловых точек на границе получаем:

$$c_1 = 0 \text{ и } b_n = 0, \quad (21)$$

Таким образом, температуры T_0 и T_{n+1} не будут иметь смысла, но, если температуры на границе заданы, уравнения для граничных точек записываются в обычной форме, к примеру, при имеющемся T_1 , получаем $a_1 b_1=0$, $c_1=0$ и d_1 равно заданному значению T_1 [14].

3.1. Обработка данных в программе planriver

В связи с тем, что глубина реки во много раз меньше ее горизонтальных размеров, трехмерная постановка задачи, то есть каждое из уравнений трехмерной постановки задачи было проинтегрировано по вертикальной координате. В результате этого осреднения по глубине реки, мы получили, что каждая функция зависит от горизонтальных координат x и y . Затем для полученной системы дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями получили дискретный аналог:

1. Всю область разбили на контрольные объемы(КО).
2. Каждое уравнение проинтегрировали по всем КО.
3. Получились системы алгебраических уравнений для каждой функции.
4. Затем численно решена эта система уравнений, то есть получили распределения значений функций в различные моменты времени по всей области.

3.2. Численное моделирование и результаты расчетов

Для расчета области течения применяется алгоритм SIMPLE. Построение дискретного аналога для поставленной краевой задачи осуществлялось на основе метода контрольного объема. Полученные в результате дискретизации системы сеточных уравнений разрешались с использованием метода SIP [14].

Правильность работы программы была проверена с помощью метода

введения аналитических решений. Для задания конфигурации реки использовался метод фиктивных областей, т.е. в контрольных объемах расчетной области, вне реки, были заданы и не менялись в процессе расчетов начальные значения функций, а компоненты скорости задавались равными нулю. В данных расчетах результаты получены при следующих значениях глубина реки: 5 м., температура окружающей среды: $T_e=300\text{K}$, скорость течения реки: $V_e=0,7\text{ м/с}$, процентное содержание серы в нефти: 1%, масса выброшенной нефти составляет 10 тонн/

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На Рисунки 6 представлено векторное поле течения и распределение концентрации загрязняющей примеси, попавшей в водоем в результате аварийного выброса.

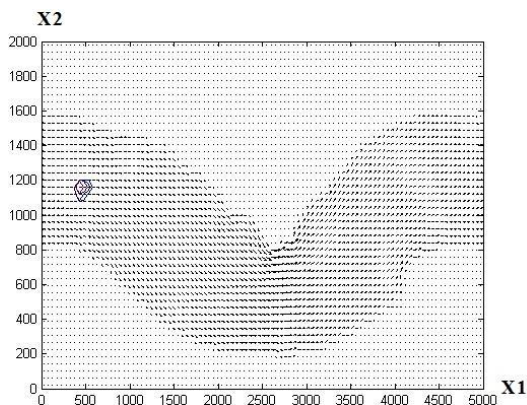


Рисунок 6 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t=6$ мин.

На данной схеме можно увидеть перенос загрязняющих примесей (нефти), при распространении через 6 мин после разгерметизации нефтепровода. При имеющимся течении в водной среде нефтяное пятно распространяется по течению.

На Рисунки 7 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t=15$ мин. для тех же начальных значений, что и на предыдущем рисунке.

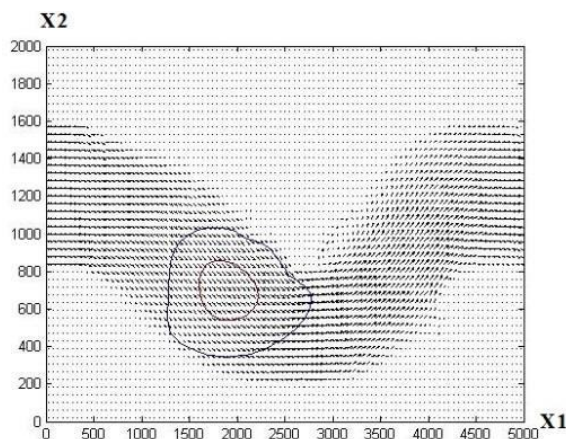


Рисунок 7 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t = 15$ мин.

На Рисунки 8 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t = 26$ мин. для тех же начальных значений, что и на предыдущем рисунке

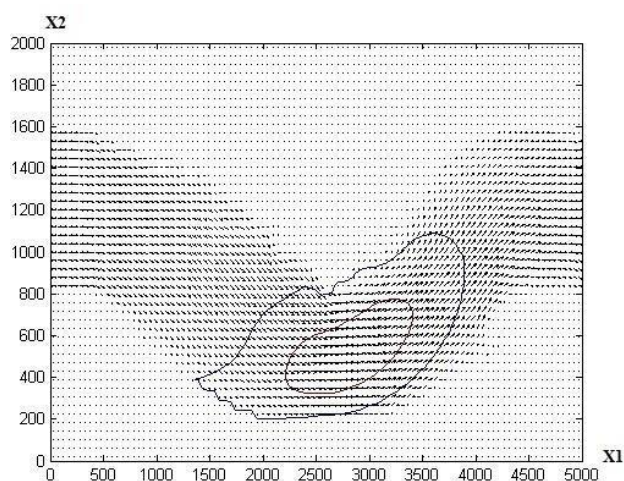


Рисунок 8 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t = 26$ мин.

В дальнейшем для проверки адекватности математического моделирования распространения нефти при изменённых условиях. Мы изменили ряд параметров, таких как: скорость течения реки и массу выброшенного загрязняющего вещества в реку. Скорость течения реки была изменена с 0,7 м/с до 1,2 м/с, а масса выброшенного загрязняющего вещества была изменена с 10 тонн до 20 тонн.

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На рисунках 9-11 мы изменили скорость течения реки с

0,7 м/с до 1,2 м/с.

На Рисунки 9 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t=6$ мин. Уже с измененным течением реки.

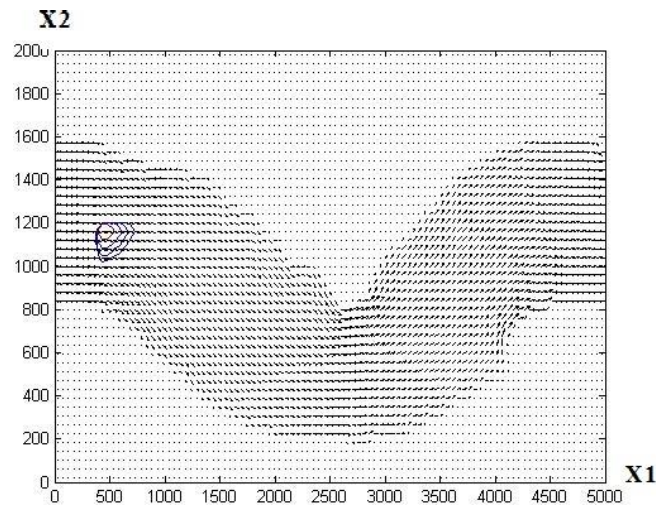


Рисунок 9 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t=6$ мин.

На Рисунки 10 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t=15$ мин. Уже с измененным течением реки.

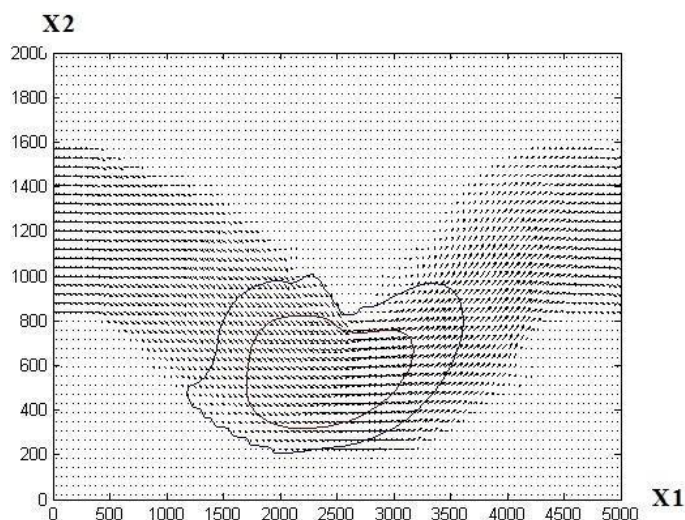


Рисунок 10 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t=15$ мин.

На Рисунки 11 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t=26$ мин. Уже с измененным течением реки.

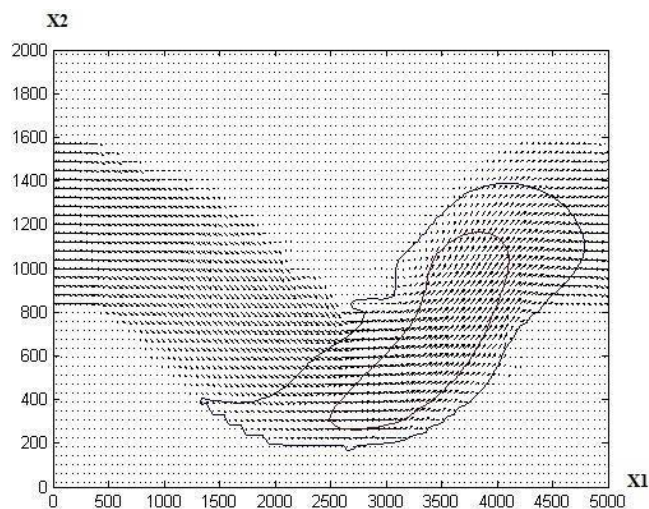


Рисунок 11 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t = 26$ мин.

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На рисунках 12-14 мы изменили массу выброшенного загрязняющего вещества в реку с 10 тонн до 20 тонн с течением реки 0,7 м/с.

На Рисунки 12 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t = 6$ мин. Уже с измененным течением реки.

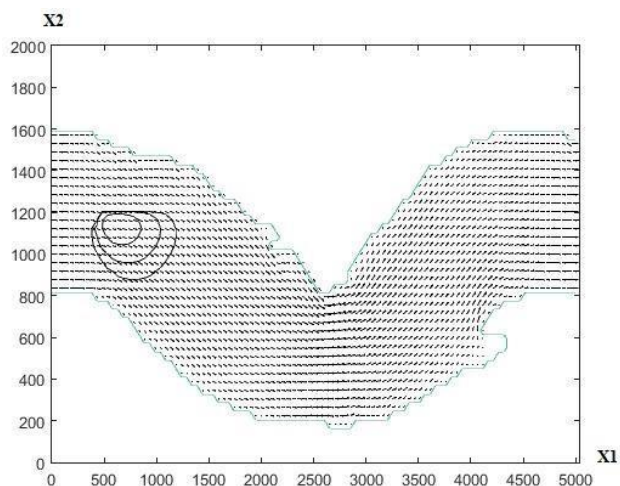


Рисунок 12 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t = 6$ мин.

На Рисунки 13 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t = 15$ мин. Уже с измененным течением реки.

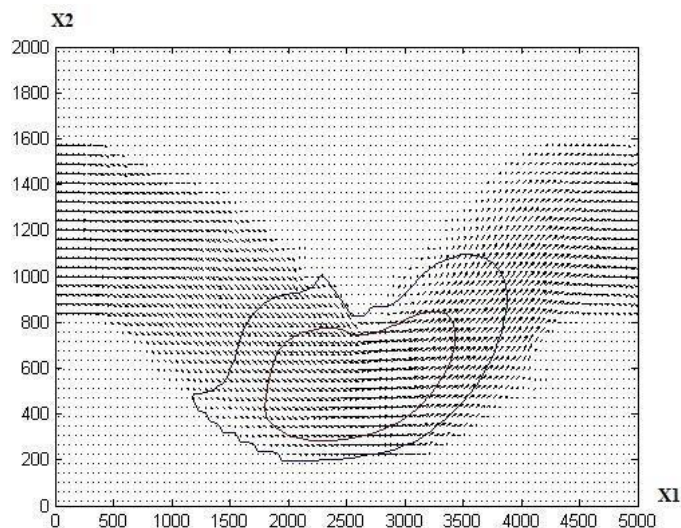


Рисунок 13 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t=15$ мин.

На Рисунки 14 представлена схема течения и переноса загрязняющей примесей (нефти) после разгерметизации нефтепровода через $t=26$ мин. Уже с измененным течением реки.

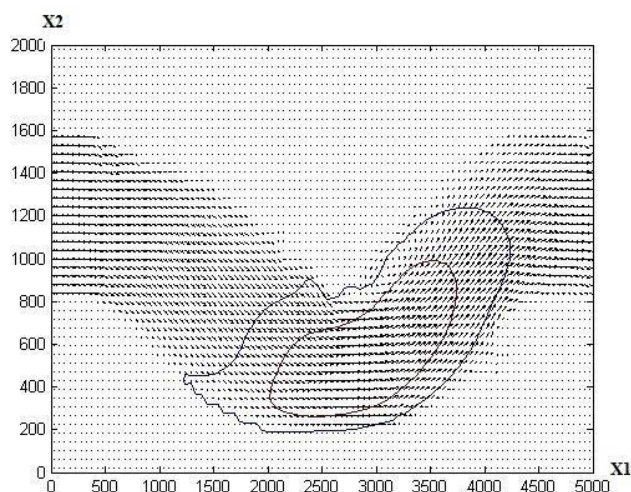


Рисунок 14 – Векторная поле переноса загрязняющей примесей (нефти) с течением времени $t=26$ мин.

3.3. Анализ полученных результатов

При осуществлении математического моделирования были выполнены следующие задачи:

1. Сформулирована физическая постановка задачи;
2. Сформулирована математическая постановка задачи;
3. Выбран численный метод для решения задачи;
4. Разработан алгоритм решения задач;

5. Составлена программа, которая реализует алгоритм решения задачи на языке программирования;

6. Численное решение задачи с помощью программного пакета Matlab.

При полученных результатах построения математическом моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода получились графики зависимости изменение участка распространения нефтяных загрязнений от скорости течения водной среды и массы загрязнений при разрыве нефтепровода.

Проанализировав сведения полученных рисунков, можно сказать что при изменении условий среды, а именно изменение скорости потока с 0,7 м/с до 1,2 м/с возрастает площадь нефтяных загрязнений с изменением времени и при одинаковых массах сброса в реку нефтяных веществ. Последующим было изменение массы нефтяного загрязняющего вещества с 10 до 20 тонн с течением водной среды 0,7 м/с, при рассмотрении результатов полученных расчетов можно увидеть, что при повышении массы загрязняющих примесей (нефти) и постоянном течении водной среды площадь нефтяного пятна увеличивается с течением времени.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

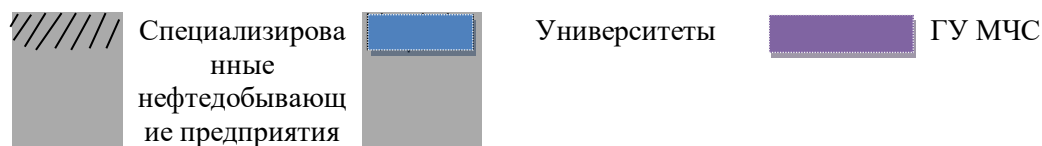
Суть выпускной квалификационной работы по теме: «Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода» изучалось применение данного метода для анализа результатов аварий на трубопроводах» заключается в проверке соответствия установленным требованиям промышленной безопасности, подготовка рекомендаций по устранению выявленных нарушений, а также будут получены распределения концентрации загрязняющего вещества в местах переходов через водные объекты в различные моменты времени [15].

В ходе определения целей работы были определены следующие задачи:

- определить потенциальных потребителей результатов исследования;
- оценить качество новой разработки и ее перспективность на рынке технологией QuaD
- планирование исследовательской работы;
- определение эффективности исследования.

		Возможности использования результатов		
		Прогнозирование масштабов аварий на нефтетранспортирующем трубопроводе	Расчет загрязненной территории в результате аварий на трубопроводе	Анализ уровня загрязнения и концентрации поллютанта для отдельных районов
Потребители	Специализированные нефтедобывающие предприятия			
	Университеты			
	ГУ МЧС, прогнозирующие организации			

Рисунок 15 – Карта сегментирования рынка по разработке исследовательской работы



4.1.2. Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [15].

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный бал	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1.Актуальность рассматриваемой проблемы	0,3	95	100	0,95	0,285
2.Спрос проекта	0,1	95	100	0,95	0,095
3.Потребность в оборудовании	0,05	80	100	1	0,05
4. Эффективность проекта	0,3	100	100	1	0,3
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5. Наличие квалифицированного персонала	0,05	80	100	0,8	0,04
6.Доступность нормативно-правовой базы	0,1	100	100	0,8	0,08
7.Конкурентноспособность проекта	0,1	90	100	0,9	0,09
Итого	1	640	700	6,4	0,94

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле.

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (22)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$$P_{cp} = 0.3 \cdot 95 + 0.1 \cdot 95 + 0.05 \cdot 100 + 0.3 \cdot 100 + 0.05 \cdot 80 + 0.1 \cdot 80 + 0.1 \cdot 90 = 28.5 + 9.5 + 5 + 30 + 4 + 8 + 9 = 94$$

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. $P_{cp} = 94\%$, следовательно, разработка может считаться перспективной. Конкурентоспособность разрабатываемой

системы высока [15].

Таким образом, представляется целесообразным создать и признать математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода в области промышленной безопасности, гражданской обороны и защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Российской Федерации (РСЧС) [15].

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов [15].

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

1. **Сильные стороны.** Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. При этом рекомендуется задавать следующие вопросы:

- Какие технические преимущества вы имеете по сравнению с конкурентами?
- Что участники вашего проекта умеют делать лучше всех?
- Насколько ваш проект близок к завершению по сравнению с конкурентами?

2. **Слабые стороны.** Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которая препятствует достижению целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами. Чтобы прояснить в каких аспектах вас, возможно, превосходят конкуренты, следует спросить:

- Что можно улучшить?
- Что делается плохо?

- Чего следует избегать?

3. **Возможности.** Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта. Формулирование возможностей проекта можно упростить, ответив на следующие вопросы:

- Какие возможности вы видите на рынке? Проводите поиск свободных ниш, но помните, что свободными они остаются недолго. Благоприятная возможность, увиденная сегодня, может перестать существовать уже через три месяца.
- В чем состоят благоприятные рыночные возможности?
- Какие интересные тенденции отмечены?
- Какие потребности, пожелания имеются у покупателя, но не удовлетворяются конкурентами?

4. **Угроза** представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем. В качестве угрозы может выступать барьер, ограничение или что-либо еще, что может повлечь за собой проблемы, разрушения, вред или ущерб, наносимый проекту. Для выявления угроз проекта рекомендуется ответить на следующие вопросы:

- Какие вы видите тенденции, которые могут уничтожить ваш научно-исследовательский проект или сделать его результаты устаревшими?
- Что делают конкуренты?
- Какие препятствия стоят перед вашим проектом (например, изменения в законодательстве, снижение бюджетного финансирования проекта, задержка финансирования проекта и т.п.) [15].

Рекомендуется результаты первого этапа SWOT-анализа представлять в табличной форме, которые приведены ниже в таблице 2.

Таблица 2 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-	Слабые стороны научно-	Возможности:
-------------------------	------------------------	--------------

исследовательского проекта: С1. Отсутствие финансовых затрат; С2. Возможность применение в реальных условиях; С3. Простота в применении программного обеспечения С4. Квалифицированный персонал; С5. Доступность в использовании.	исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие использования подобных исследований ранее; Сл2. Отсутствие обученного персонала Сл3. Большие временные затраты на доработку программ для индивидуального случая	В1. Использование на предприятиях нефтедобывающей отрасли; В2. Использование для заблаговременного прогнозирования ситуации В3. Применение для расчётов степени поражения человека в зоне аварии В4. Адаптация для других видов предприятий и опасных факторов
Угрозы: У1. Отсутствие спроса от организаций; У2. Изменение норм соответствия		

Описание сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта, его возможностей и угроз произведено на основе результатов анализа, проведенного в предыдущих разделах настоящей исследовательской работы.

После того как сформулированы четыре области SWOT, переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 3 [15].

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта (возможности и сильные стороны)

Сильные стороны						
Возможно сти проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	–	+	0	–	+
	B2	+	+	+	–	–
	B3	+	+	–	+	0
	B4	0	0	+	0	–

Анализ интерактивных таблиц представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей, следующего вида: B1C2C5; B2C1C2C3; B3C1C2C4; B4C3. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

Таблица 4 – Интерактивная матрица проекта (возможности и слабые стороны)

Слабые стороны				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	–	–	0
	B2	0	0	–
	B3	–	+	–
	B4	0	+	+

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (угрозы и сильные стороны)

Сильные стороны						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	0	–	+	0	0
	У2	–	–	+	+	+

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (угрозы и слабые стороны)

Слабые стороны				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	–	0
	У2	+	0	+

В рамках **третьего этапа** должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в данной работе в таблице 7.

Таблица 7 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Отсутствие финансовых затрат; С2. Возможность применение в реальных условиях; С3. Составленные рекомендации студентам; С4. Квалифицированный персонал; С5. Простота и доступность в использовании.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие использования подобных исследований ранее; Сл2. Отсутствие специально выделенного времени на тестирование в учебных заведениях; Сл3. Большие временные затраты на обработку результатов и составление рекомендаций.
Возможности: В1. Использование на любых предприятиях; В2. Прием на работу; В3. Аттестация на дополнительную специализацию; В4. Организация дополнительных курсов на кафедре.	В1С2С5; В2С1С2С3; В3С1С2С4; В4С3.	В3Сл2; В4Сл2Сл3.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса от организаций; У2. Изменение норм соответствия (при приеме на работу или аттестации).	У1С3; У2С3С5.	У1Сл1; У2Сл1Сл3.

Результаты SWOT-анализа учитываются при выборе метода расчета безопасного расстояния при горении разлива топлива, выполненного в рамках исследовательского проекта.

4.2. ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей [15].

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель, студент
	2	Выдача задания по тематике проекта	Научный руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Научный руководитель, студент
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Научный руководитель, студент
	5	Подбор литературы по тематике работы	Студент
	6	Сбор материалов	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Студент
	8	Проведение практических исследований	Студент
	9	Анализ полученных результатов	Студент
	10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Студент, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент
	12	Работа над выводами по проекту	Студент
Оформление отчета по НИР	13	Составление пояснительной записки к работе	Студент, научный руководитель

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев составляют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая

формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (23)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн [15].

$$t_{\text{ож.1}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 2-й работы составило:

$$t_{\text{ож.2}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 3-й работы составило:

$$t_{\text{ож.3}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 4-й работы составило:

$$t_{\text{ож.4}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 5-й работы составило:

$$t_{\text{ож.5}} = \frac{3 * 8 + 12 * 15}{5} = 9.6 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 6-й работы составило:

$$t_{\text{ож.6}} = \frac{3 * 14 + 14 * 20}{5} = 15 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 7-й работы составило:

$$t_{\text{ож.7}} = \frac{3 * 7 + 2 * 9}{5} = 8 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 8-й работы составило:

$$t_{\text{ож.8}} = \frac{3 * 3 + 4 * 9}{5} = 3.4 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 9-й работы составило:

$$t_{\text{ож.9}} = \frac{3 * 5 + 2 * 7}{5} = 5.8 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 10-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 11-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 2 + 2 *}{5} = 2.4 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 12-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел. - дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 13-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 3 + 2 * 4}{5} = 3.4 \text{ чел. - дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (24)$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность 1-й работы:

$$T_{p1} = \frac{3.2}{1} = 3.2 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 2-й работы:

$$T_{p2} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 3-й работы:

$$T_{p3} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 4-й работы:

$$T_{p4} = \frac{3.2}{1} = 3.2 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 5-й работы:

$$T_{p5} = \frac{9.6}{1} = 9.6 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 6-й работы:

$$T_{p6} = \frac{15}{1} = 15 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 7-й работы:

$$T_{p7} = \frac{8}{2} = 8 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 8-й работы:

$$T_{p8} = \frac{34}{2} = 3.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 9-й работы:

$$T_{p9} = \frac{5.8}{1} = 5.8 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 10-й работы:

$$T_{p10} = \frac{3.2}{1} = 3.2 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 11-й работы:

$$T_{p11} = \frac{2.4}{1} = 2.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 12-й работы:

$$T_{p12} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 13-й работы:

$$T_{p13} = \frac{3.4}{1} = 3.4 \text{ раб. дн.}$$

4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (25)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году [15].

Согласно данным производственного и налогового календаря на 2017 год, количество календарных дней составляет 365 дней, количество рабочих

дней составляет 246 дней, количество выходных – 105 дней, а количество праздничных дней – 14, таким образом:

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 105 - 14} = 1,48 \quad (27)$$

Все рассчитанные значения заносим в таблицу 13, календарный план-график проведения НИОКР по теме приведен ниже в таблице 14.

Продолжительность выполнения 1-й работы в календарных днях

$$T_{k1} = 3.2 * 1.477 = 3 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 2-й работы в календарных днях

$$T_{k2} = 1.4 * 1.477 = 1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 3-й работы в календарных днях

$$T_{k3} = 1.4 * 1.477 = 1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 4-й работы в календарных днях

$$T_{k4} = 3.2 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 5-й работы в календарных днях

$$T_{k5} = 9 * 1.477 = 14 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 6-й работы в календарных днях

$$T_{k6} = 15 * 1.477 = 22 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 7-й работы в календарных днях

$$T_{k7} = 8 * 1.477 = 12 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 8-й работы в календарных днях

$$T_{k8} = 3.4 * 1.477 = 5 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 9-й работы в календарных днях

$$T_{k9} = 5.8 * 1.477 = 9 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 10-й работы в календарных днях

$$T_{k10} = 3.2 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 11-й работы в календарных днях

$$T_{k11} = 2.4 * 1.477 = 4 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 12-й работы в календарных днях

$$T_{k12} = 1.4 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$









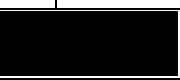









Продолжительность выполнения 13-й работы в календарных днях



$$T_{k13} = 3.4 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Таблица 9 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min}	t_{max}	t_{oji}			
Составление и утверждение темы проекта	2	5	3.2	Руководитель	3.2	3
Выдача задания по тематике проекта	1	2	1.4	Руководитель	1.4	1
Постановка задачи	1	2	1.4	Руководитель, Студент	1.4	1
Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	2	5	3.2	Руководитель, Студент	3.2	2
Подбор литературы по тематике ВКР	8	12	9.6	Студент	9.6	14
Сбор материалов	14	17	15	Студент	15	22
Проведение теоретических обоснований	7	9	8	Студент	8	12
Проведение практических исследований	3	4	3.4	Студент	3.4	5
Анализ полученных результатов	5	7	5.8	Студент	5.8	9
Согласование полученных данных с научным руководителем	2	5	3.2	Руководитель, студент	3.2	2
Оценка эффективности полученных результатов	2	3	2.4	Студент	2.4	4
Работа над выводами по проекту	1	2	1.4	Студент	1.4	2
Составление пояснительной записки к работе	3	4	3.4	Студент, руководитель	3.4	2

Таблица 10 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ Работ	Вид работ	Исполнители		Продолжительность выполнения работ, декады								
				март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	5									
2	Выдача задания по тематике проекта	Руководитель	2									
3	Постановка задачи	Студент, руководитель	1		 							
4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Руководитель, Студент	2		 							
5	Подбор литературы по тематике работы	Студент	14									
6	Сбор материалов	Студент	22									
7	Проведение теоретических обоснований	Студент	12									
8	Проведение практических исследований	Студент	5									
9	Анализ полученных результатов	Руководитель, Студент	9								 	
10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Руководитель, Студент	2								 	
11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	4									
12	Работа над выводами	Студент	2									
13	Составление пояснительной записки к работе	Студент, руководитель	3									 

- Руководитель - Студент

Построен календарный план-график выполнения ВКР, который показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Подбор литературы по тематике ВКР» (14 дней), «Сбор материалов» (22 дней) и «Проведение теоретических обоснований» (12 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течении 11 календарных дней, студент – в течении 83 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 83 дня.

4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ необходимо обеспечить полное и верное отражение различных видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходующиеся на другие производственные и хозяйственные нужды, а также запасные части;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;

- сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов исследований [15].

В материальные затраты, помимо вышеуказанных, включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т.п. Однако их учет ведется в данной статье только в том случае, если в научной организации их не включают в расходы на использование оборудования или накладные расходы. В первом случае на них определяются соответствующие нормы расхода от установленной базы. Во втором случае их величина учитывается как некая доля в коэффициенте накладных расходов.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i} , \quad (28)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Заносим материальные затраты в таблицу 11.

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Бумага	лист	300	250	350	2	2	2	600	500	700
Компьютер	шт	1	1	1	35500	35500	35500	35500	35500	35500
Картридж	шт.	1	1	1	700	750	780	700	750	780
Дополнительная литература	шт.	4	2	3	500	550	630	2000	1100	1890
Итого								38800	37850	38870

4.3.2. Основная заработная плата исполнителей темы

В этой статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в проектировании разработки.

$$C_{осн/зн} = \sum t_i \cdot C_{зн_i}, \quad (29)$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях, $C_{зн_i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{зн_i} = \frac{D + D \cdot K}{F}, \quad (30)$$

где D - месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы), K - районный коэффициент (для Томска – 1,3), F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Затраты на оплату труда студента-дипломника могут определяться как оклад инженера кафедры (учебно-вспомогательный персоналу) в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы, либо по тарифной сетке, принятой на предприятии, где студент-дипломник проходил практику [15].

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение

трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату. Оклад руководителя определен в соответствии с таблицей окладов ППС и НС от 01.10.2013. Расчет затрат на основную заработную плату приведен в таблице 12:

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб.	Средняя заработная плата, руб./дн.	Трудоемкость, раб. дн.			Основная заработная плата, руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	33162	2871	12	11	10	34452	31581	28710
Инженер кафедры	17000	1777	12	11	10	21324	19547	17770
ИТОГО						55776	51128	46480

4.3.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Таблица 13– Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	34452	31581	28710	0,12	4134,2	3789,7	3445,2
Инженер кафедры	21324	19547	17770		2558,9	2345,6	2132,4
Итого					6693,1	6135,3	5577,6

4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (31)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2020 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены ниже в таблице 14.

Таблица 14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб			Дополнительная заработная плата, руб		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	34452	31581	28710	4134,2	3789,7	3445,2
Инженер кафедры	21324	19547	17770	2558,9	2345,6	2132,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302					
Итого						
Исполнение 1	18865,6					
Исполнение 2	17293,5					
Исполнение 3	15721,4					

4.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (32)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы [15].

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 80%.

Таким образом, наибольшие накладные расходы равны:

при первом исполнении $Z_{\text{накл}} = 38586,2 \cdot 0,8 + 23882,9 \cdot 0,8 = 49974,9$ руб.

при втором исполнении $Z_{\text{накл}} = 35370,7 \cdot 0,8 + 21892,6 \cdot 0,8 = 45810,7$ руб.

при третьем исполнении $Z_{\text{накл}} = 32155,2 \cdot 0,8 + 19902,4 \cdot 0,8 = 41646,1$ руб.

4.3.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	38800	37850	38870	
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	55776	51128	46480	
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6693,1	6135,3	5577,6	
4. Отчисления во внебюджетные фонды	18865,6	17293,5	15721,4	
5. Накладные расходы	49974,9	45810,7	41646,1	80% от суммы
6. Бюджет затрат НТИ	170109,6	158217,5	148295,1	Сумма ст. 1- 5

Вывод: Таким образом, в ходе проведенных расчетов и рассмотрения полученных результатов, можно сделать вывод о том, что исполнение № 3 является более выгодным вариантом формирования бюджета затрат НТИ. При исполнении №3 использовалось большее количество расходных материалов, следовательно, расходы на них были больше, но было затрачено меньше времени на разработку исследования, что сократило затраты на заработную плату исполнителей.

4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (33)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{170109,6}{170109,6} = 1; \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{158217,5}{170109,6} = 0,93;$$
$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{148295,1}{170109,6} = 0,87$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (34)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы 16.

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Повышение производительности труда пользователя	0.1	2	4	1
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	3	3	2
3. Помехоустойчивость	0.2	4	2	3
4. Надежность	0.1	5	3	4
5. Простота эксплуатации	0.2	5	3	2
6. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0.05	1	5	1
Экономические критерии оценки эффективности				
1. Уровень проникновения на рынок	0.05	4	2	4
2. Цена	0.1	3	4	4
3. Финансирование научной разработки	0.1	2	2	2
Итого:	1			

$$I_{p-исп1} = 2*0.1+3*0.1+4*0.2+5*0.1+5*0.2+1*0.05+4*0.05+3*0.1+2*0.1 = 3.55$$

$$I_{p-исп2} = 4*0.1+3*0.1+2*0.2+3*0.1+3*0.2+5*0.05+2*0.05+4*0.1+2*0.1 = 2.95$$

$$I_{p-исп3} = 1*0.1+2*0.1+3*0.2+4*0.1+2*0.2+1*0.05+4*0.05+4*0.1+2*0.1 = 2.55$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi.}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad (35)$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \quad (36)$$

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}} = \frac{3.55}{1} = 3,55; \quad I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} = \frac{2.95}{0.93} = 3,17;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр.3}} = \frac{2.55}{0,87} = 2,93$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\Theta_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (37)$$

Таблица 17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,93	0,87
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	2,95	2,55
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	3,17	2,93
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12		

Вывод: Анализ качества и перспективности данной разработки показал, что она является перспективной, средневзвешенное значение показателя качества и перспективности составило 94%

Проведя расчет энерго-ресурсоэффективности и сравнив различные исполнения, приходим к выводу, что исполнение № 1 является наилучшим вариантом, но, тем не менее, исполнение №2 также возможно, так как показатель приближенно равен показателю энерго-ресурсоэффективности исполнения №1.

В ходе данного исследования было выявлено, что Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода, наиболее выгодно с экономической точки зрения проводить данные расчеты в электронном виде на компьютерах, чем не используя расчётные программы. Данный метод постепенно внедряется на рынок данного вида услуг, но при своей энерго-эффективности имеет ряд отрицательных характеристик, такие, например, как низкая помехоустойчивость и отсутствие оборудованных рабочих мест для проведения такого вида расчетов. Интегральный показатель эффективности исполнения №1 – 3,55, в сравнении с исполнением №2 – 2,95, следовательно, эффективность выше у первого исполнения.

В ходе исследования был рассчитан бюджет исследования, включающий материальные затраты, накладные расходы, затраты по основной и дополнительной заработной плате и отчисления во внебюджетный фонд – наиболее выгодное исполнение №3 – 148295,1 рублей.

5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность - это в широком смысле ответственность перед обществом и окружающей средой, включающая в себя охрану труда сотрудников производственного объекта, подверженных вредным и опасным факторам производства, пожарную и промышленную безопасность, охрану окружающей среды. Объект исследования: охрана труда, экологическая безопасность и оптимизация условий труда сотрудника, обслуживающего участок линейного трубопровода.

В связи с тем, что в течение рабочего времени сотрудник, занимающийся обслуживанием участка линейного нефтепровода, находится под постоянным воздействием вредных и опасных факторов производства, его условия труда необходимо оптимизировать, создав безопасные условия труда и регламентировав режимы труда и отдыха.

В данном разделе рассматриваются такие вопросы, как:

1) определение оптимальных условий труда работника на линейном нефтепроводе – анализ вредных и опасных факторов производственной среды и предложения по сокращению данных факторов до минимума.

5.1. Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды. Промышленная санитария

На работника, занимающегося обслуживанием линейного участка нефтепровода действуют такие вредные факторы, как:

- 1) Освещенность;
- 2) Шум;
- 3) Микроклимат;
- 4) Токсиканты

Таблица 18 – Вредные производственные факторы и нормативные документы, определяющие их нормирование.

Вредные производственные факторы	Нормативные документы
5.1.1 Освещение	1) СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» 2) СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"
5.1.2 Микроклимат	3) СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
5.1.3 Шум	4) ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности 5) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»
5.1.4 Токсиканты	6) ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» 7) Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз РД 153-39.4-078-01

5.1.1. Освещенность

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на

работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Существует три вида освещения - естественное, искусственное и совмещенное (естественное и искусственное вместе) [16].

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» на территории прокладки нефтепровода необходимо применить систему комбинированного освещения.

При верхнем или комбинированном естественном освещении помещений любого назначения нормируется среднее значение коэффициента естественной освещенности (КЕО) в точках, расположенных на пересечении вертикальной плоскости характерного разреза помещения и рабочей поверхности. Расчетная точка принимается в геометрическом центре помещения или на расстоянии 1 м от поверхности стены, противостоящей боковому светопроему.

При комбинированном естественном освещении допускается деление помещения на зоны с боковым освещением (зоны, примыкающие к наружным стенам с окнами) и зоны с верхним освещением. Нормирование и расчет естественного освещения в каждой зоне производятся независимо друг от друга.

При двухстороннем боковом освещении помещений любого назначения нормированное значение КЕО должно быть обеспечено в геометрическом центре помещения (на пересечении вертикальной плоскости характерного разреза помещения и рабочей поверхности).

Рабочий кабинет специалиста по охране труда на участке обслуживания нефтепровода имеет комбинированное естественное освещение верхнего типа, которое передается через люминесцентные лампы.

Тип люминесцентных ламп - Открытый двухламповый светильник типа ОД – для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен, допускаются при умеренной влажности и запылённости: мощность ламп 2х40

Вт.

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами, м:

H – высота помещения;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

h_p – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

$h_n = 4$ м;

$h_p = 0,8$ м;

$h = 4 \text{ м} - 0,8 \text{ м} = 3,2 \text{ м}$;

Для Светильников ОД $\lambda = 1,4$.

Расстояние между светильниками L определяется как:

$L = \lambda \cdot h = 1,4 \times 3,2 \text{ м} = 4,5 \text{ м}$

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

$l = 4,5 \text{ м} / 3 = 1,5 \text{ м}$

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СНиП 23-05-95. Выбор освещённости осуществляется в зависимости от точности работы (толщина линии, размер самой мелкой детали), контраста объекта с фоном, характеристики фона.

Рабочий кабинет специалиста по охране труда на участке обслуживания нефтепровода является помещением, где проводятся работы с документацией, поэтому характеристика зрительной работы высокой точности с освещённостью 400 лк. Наименьший или эквивалентный размер объекта различения составляет 0,1-0,3 мм.

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z \cdot 100 / (n \cdot \eta), \quad (38)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), (наличие в атмосфере цеха дыма), пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{ср.}/E_{min}$.

Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1;

n – число светильников;

η – коэффициент использования светового потока, %.

$$\Phi = 400 \text{ лк} \times (13 \times 5) \text{ м} \times 1,5 \times 1,1 \times 100 / ((2 \times 14) \text{ м} \times 51) = 3004 \text{ лм.}$$

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h (A + B) = 13 \text{ м} \times 5 \text{ м} / (3,2 \text{ м} (13 \text{ м} + 5 \text{ м})) = 1,1$$

$((\Phi_1 - \Phi) / \Phi_1) \times 100\% = ((3200 - 3004) / 3200) \times 100 \% = 6,1\%$, что входит в диапазон $(-10 \div +20 \%)$.

Световой поток, найденный нами, соответствует действительности.

Ниже, на рисунке 16, приведен план помещения (кабинет специалиста по охране труда на участке обслуживания нефтепровода).

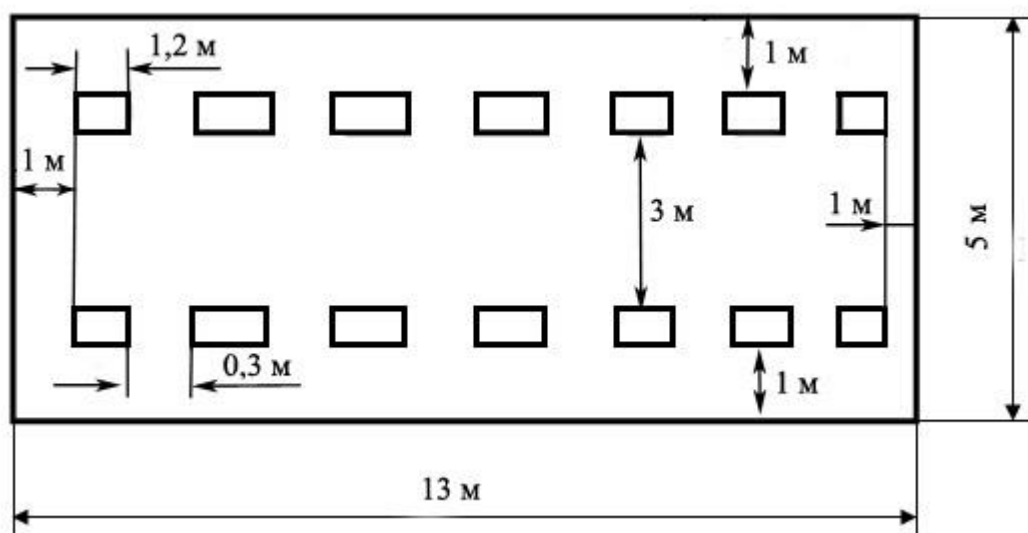


Рисунок 16 – План помещения (кабинет специалиста по охране труда на участке обслуживания нефтепровода)

Искусственное освещение, применяемое для освещения нефтепроводов, подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

Для общего искусственного освещения помещений следует использовать, как правило, разрядные источники света, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшей световой отдачей и сроком службы.

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения [16].

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и снаружи зданий могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников освещения безопасности и (или) эвакуационного освещения.

В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 75 лк при разрядных лампах и не менее 30 лк при лампах накаливания [16].

На участках с полностью автоматизированным технологическим процессом следует предусматривать освещение для наблюдения за работой оборудования, а также дополнительно включаемые светильники общего и местного освещения для обеспечения необходимой освещенности при ремонтно-наладочных работах.

Согласно требованиям ПУЭ и СНиП 23-05 минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- для парка в целом - не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке - 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках - 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) - 30 лк;
- на вспомогательных проездах - 0,5 лк;
- на главных проездах 1-3 лк.

5.1.2. Микроклимат

Микроклимат производственных помещений - это метеорологические условия внутренней среды помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения; комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен человека с окружающей средой, на тепловое состояние человека и определяющих самочувствие, работоспособность, здоровье и производительность труда. Показатели микроклимата: температура воздуха и его относительная влажность,

скорость его движения, мощность теплового излучения рассчитываются, используя категории работ по энергозатратам. работоспособность

Оценивая условия труда специалиста, занимающегося эксплуатацией нефтепровода, отнесем его к категории Пб: к категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т.п.)

Оптимальные и допустимые значения микроклимата в рабочей зоне приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне

Параметры микроклимата	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
Оптимальные значения	19-22	40-60	0,2
Допустимые значения	15-28	20-80	0,5

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия такие как: системы местного кондиционирования воздуха, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска и уменьшение стажа работы.

Работа при температуре более 37 °С относится к опасным. Планируйте работу так, чтобы опасные работы проводить в утреннее или вечернее время. Соблюдайте питьевой режим. Температура воды и напитков должна составлять 12...15 °С (именно эта температура является оптимальной). Рекомендуется предусмотреть выдачу соков, витаминизированных напитков, молочнокислых

напитков, кислородно-белковых коктейлей – для возмещения потерь с потом солей и микроэлементов. Пить нужно часто и по чуть-чуть. Общее количество воды, как правило, не ограничивается, но объем однократного приема лучше регламентировать – не более одного стакана. Однако, помните нежелательно пить выше 1,5 литров жидкости в сутки во избежание чрезмерной нагрузки на почки.

Для предупреждения травм – горячие поверхности изолируются или ограждаются, при необходимости устанавливается безопасное время (длительность) контакта с поверхностью. На открытом воздухе необходимо использовать головные уборы, солнцезащитные очки.

5.1.3. Шум

Шум представляет собой сочетание множества звуков, которые распространяются в пространстве благодаря волнообразным колебаниям источника звука. Это называется распространением звуковой волны, которое постепенно затухает при расходе энергии на распространение в среде. От величины энергии источника звука зависит сила звука, оцениваемая звуковым давлением, которое измеряется в ньютонах на квадратный метр (Н/м²).

Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения, прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма. Действие шума на организм человека отягощается вынужденным положением тела, повышенным вниманием, нервно-эмоциональным напряжением, неблагоприятным микроклиматом.

Для проектируемой рабочей зоны – участок нефтепровода, определяем несколько источников шума:

- газоперекачивающий агрегат;
- блоки редуцирования;
- системы вентиляции;

- системы технологического сброса газа;
- агрегаты воздушного охлаждения газа (АВО газа).

Требования к уровню шума на рабочем месте с ПЭВМ приведено ниже и не должно превышать 80 дБА.

Выбор расчетных точек (для организаций с однотипным оборудованием в средней части цеха, для КС с разнотипным оборудованием на рабочем месте наиболее шумного оборудования). Высота расчетной точки от пола 1,5 м (если работа выполняется стоя) и 1,2 м (если работа выполняется сидя); расстояние расчетной точки от наибольшего контура агрегата не менее 0,5 м.

Таблица 20 - Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот и уровня звука, при эксплуатации нефтепровода

Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами									Уровни звука в дБА
31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
103	94	87	82	78	75	73	71	65	80

Средства коллективной и индивидуальной защиты:

Для сотрудника, работающего в непосредственной близости к нефтепроводу существует ряд мероприятий по снижению уровня шума – снижение шума в источнике его возникновения; покрытие наиболее шумных агрегатов звукоизолирующими кожухами; устройство звукоизолирующих кабин наблюдения, управления, отдыха и т.п.; подбор звукопоглощающих ограждений, перекрытий, дверей и окон; установка переносных акустических экранов, а также звукоизолирующих кожухов, шумопоглощающих покрытий на трубопроводы; устройство виброизолированных фундаментов и амортизаторов под оборудование для предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям; использование индивидуальных средств защиты от шума.

Наиболее рациональным является снижение шума газоперекачивающих агрегатов в источнике его возникновения. Однако для этого необходимо проводить глубокие исследования, изменять конструкцию и технологию изготовления агрегатов.

5.1.4. Токсиканты

В химическом отношении нефть – сложная смесь углеводородов (УВ) и углеродистых соединений. Она состоит из следующих основных элементов: углерод (84-87%), водород (12-14%), кислород, азот, сера (1-2%). Содержание серы может достигать до 3-5%. В нефтях выделяют следующие части: углеводородную, асфальто-смолистую, порфирины, серу и зольную. В каждой нефти имеется растворенный газ, который выделяется, когда она выходит на земную поверхность.

Главную часть нефтей составляют углеводороды различные по своему составу, строению и свойствам, которые могут находиться в газообразном, жидком и твердом состоянии. В зависимости от строения молекул они подразделяются на три класса – парафиновые, нафтеновые и ароматические. Но значительную часть нефти составляют углеводороды смешанного строения, содержащие структурные элементы всех трех упомянутых классов.

Парафиновые углеводороды, или как их еще называют, метановые УВ (алкановые, или алканы). Сюда относят метан CH_4 , этан C_2H_6 , структурное строение которых показано на рис.2.1, пропан C_3H_8 , бутан и изобутан, имеющие формулу C_4H_{10} .

Наибольшую опасность для сотрудника, занимающегося обслуживанием нефтепровода, представляют летучие соединения нефти (углеводороды алифатические предельные), ПДК рабочей зоне = $900-300 \text{ мг/м}^3$, преимущественное состояние – пары, класс опасности вещества – 4.

Основываясь на этом, созданы правила эксплуатации оборудования нефтепровода, учитывающие безопасность работника.

1) Работы по зачистке и дегазации резервуаров, некоторые виды ремонта (изоляция внутренней поверхности и др.) относятся к газоопасным, выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ. Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее двух человек.

2) К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и

сдавшие экзамен на допуск к работе.

3) Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

4) Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти: не более 0,3 г/м³ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств; не более 2,0 г/м³ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

5) Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

6) К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы. Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения ремонтных (огневых) работ, а при обнаружении в воздухе паров нефти (углеводородов, сероводорода), концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов загазованности, а при концентрации 20 % от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

7) В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т.п.) необходимо проводить принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

8) Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен вымпел, указывающий направление ветра.

Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

В целях профилактики воздействия вредных химических веществ на человека необходимо использовать средства индивидуальной защиты: костюмы с маслoneфтезащитной пропиткой, рукавицы. При ликвидации аварии или утечки: костюм ОЗК, дыхательный аппарат.

5.2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды

Таблица 21 – Опасные факторы

Опасный фактор производства	Нормативные документы
5.2.1 Электрический ток	1) ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
5.2.2 Статическое электричество	2) ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
5.2.3. Пожароопасность	3) СНиП 2.04.09; СНиП 2.11.03; ППБ-01; НПБ 104; НПБ 110; ВППБ 01-05; ПУЭ; ГОСТ Р 51330.13; РД 153-39.4-087

5.2.1. Электрический ток

Согласно проектированию нефтепроводов, все участки оснащены системой освещения, поэтому необходимо учитывать данный факт при расчете возможного вредного воздействия электрического тока на сотрудника, обслуживающего нефтепровод.

Согласно классификации помещений, участок линейного нефтепровода

относится к категории особо опасных помещений с точки зрения электроопасности, т.к. влажность в определенные моменты времени превышает 75%, температура воздуха может быть выше +35 градусов, а также в производственной среде высокий уровень химически активных веществ и летучих соединений. Для данной категории помещений предписывается сниженное рабочее напряжение сети 42 В, а также использование защитного заземления. Ниже приведен перечень мер по снижению опасности воздействия электрического тока:

1) Во всех помещениях необходимо присоединять открытые проводящие части светильников общего освещения и стационарных электроприемников (электрических плит, кипятильников, бытовых кондиционеров, электрополотенц и т.п.) к нулевому защитному проводнику.

2) В помещениях зданий металлические корпуса однофазных переносных электроприборов и настольных средств оргтехники класса 1 по ГОСТ 12.2.007.0-75 "ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности" должны присоединяться к защитным проводникам трехпроводной групповой линии (см. п. 7.1.36). К защитным проводникам должны подсоединяться металлические каркасы перегородок, дверей и рам, используемых для прокладки кабелей [17].

3) Для защиты групповых линий, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусматривать устройства защитного отключения (УЗО).

4) Если устройство защиты от сверхтока (автоматический выключатель, предохранитель) не обеспечивает время автоматического отключения 0,4 с при номинальном напряжении 220 В из-за низких значений токов короткого замыкания и установка (квартира) не охвачена системой уравнивания потенциалов, установка УЗО является обязательной.

5) При установке УЗО последовательно должны выполняться требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставку и время

срабатывания не менее чем в 3 раза большие, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю.

6) В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником.

7) Во всех случаях применения УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок.

8) Рекомендуется использовать УЗО, представляющее собой единый аппарат с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтока. Не допускается использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополнительного аппарата, обеспечивающего эту защиту. При использовании УЗО, не имеющих защиты от сверхтока, необходима их расчетная проверка в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик вышестоящего аппарата, обеспечивающего защиту от сверхтока [17].

Средства индивидуальной и коллективной защиты:

- Диэлектрические перчатки и обувь
- Инструменты с изолирующим покрытием рукояток
- Указатели напряжения
- Изолирующие штанги и клещи.
- Переносные защитные заземления

При работе со средствами защиты вначале проверяется степень годности к эксплуатации. Решающим фактором является внешний вид средства изоляции. Не допускается наличие повреждённого корпуса, трещин и загрязнений лакокрасочного покрытия.

Любые изолирующие средства защиты в электроустановках проходят испытания в определённый период с проверкой на эксплуатационную пригодность в электрических установках. К моменту применения средств защиты, проводится проверка срока его пригодности с датой дальнейших испытаний. Дата должна быть отмечена в виде штампа.

При наличии загрязнений, повреждений корпуса или просроченного

срока испытаний на средства защиты, средство не используют в силу вероятности поражения электрическим током. Проводится изъятие средства защиты из эксплуатации, позволяющее устранять неисправности и проводить испытания.

5.2.2. Статическое электричество

Статическое электричество — совокупность явлений, связанных с возникновением, сохранением и релаксацией свободного электрического заряда на поверхности или в объеме диэлектриков или на изолированных проводниках. Особое внимание необходимо обращать на способность элементов одежды работников накапливать статическое электричество, поэтому при эксплуатации элементов нефтепровода, при проведении ремонтных работ резервуаров, где могут находиться остаточные пары нефтепродуктов, необходимо соблюдать правила безопасности, приведенные в ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. И использовать средства защиты от статического электричества (СЗСЭ) [17].

1. СЗСЭ должны исключать возникновение искровых разрядов статического электричества с энергией, превышающей 40% от минимальной энергии зажигания окружающей среды, или с величиной заряда в импульсе, превышающей 40% от воспламеняющего значения заряда в импульсе для окружающей среды.
2. Специальная одежда, специальная обувь, предохранительные приспособления антистатические обеспечивают защиту при работе с электроустановками напряжением до 1000 В.
3. Независимо от применения других СЗСЭ заземление должно применяться на всех электропроводных элементах технологического оборудования и других объектов, на которых возможно возникновение или накопление электростатических зарядов, и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 21130-75.
4. Выполнение заземляющих устройств должно соответствовать

требованиям ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ. Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должна быть не выше 100 Ом.

5. Заземление трубопроводов и других объектов, расположенных на наружных эстакадах, должно быть выполнено в соответствии с действующими указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений*, утвержденными Госстроем СССР.

6. Заземляющие устройства должны применяться на электризующихся движущихся узлах производственного оборудования, изолированных от заземленных частей.

7. Для изготовления антиэлектростатической специальной одежды должны применяться материалы с удельным поверхностным электрическим сопротивлением не более 10^7 Ом.

8. Электрическое сопротивление между токопроводящим элементом антиэлектростатической специальной одежды и землей должно быть от 10^6 до 10^8 Ом.

9. Электрическое сопротивление между подпятником и ходовой стороной подошвы обуви должно быть от 10^6 до 10^8 Ом [17].

5.2.3. Пожароопасность

Одним из опасных факторов производственной среды на участке линейного трубопровода является пожар в результате утечки нефти, взрыв паров нефти с последующим горением. Согласно категорирования помещений и производственных площадок участок линейного трубопровода для транспортировки нефти относится к категории А – повышенная взрывопожароопасность, так как обращаются горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 килопаскалей. Так как помещения относятся к классу А, а пожары, возможные в данном случае это

пожары типа А, В, С, Е:

А – при горении твердых веществ;

В – при горении жидких веществ;

С – при горении газообразных веществ;

Е – при горении электрооборудования под напряжением до 1000 В, то при оснащении огнетушителями учитывается данный факт и применяются огнетушители: жидкостные (огнетушащее средство представлено водой и водными растворами химически активных веществ. Также используются поверхностно активные вещества), порошковые (порошки общего и спец. назначения. Основа порошка – минеральные соли, добавляют также вещества для предотвращения увлажнения и комкования порошка), углекислотные (гасящее вещество углекислота, при распылении она расширяется в 400 раз, образуя газ, а температура понижается до -70 С), аэрозольные (Гасящее вещество представляет собой галоидированные углеводороды, которые образуют при распылении бромистый этил, хладон), воздушно-пенные (Огнетушащее вещество – пена, которая образуется во время химической или механической реакции водных растворов), используемые для разного типа пожаров и горения веществ от твердых до электроустановок.

Область применения различных типов огнетушителей и их ограничения при использовании:

Жидкостные – используются только при плюсовых температурах. Назначенные для тушения горящих твердых веществ. Марки: ОВ-8.

Порошковые – наиболее универсальны, используются во всех типах пожаров. Марки огнетушителей: ОП-1, ОП-2, ОП-4, ОП-6, ОП-8.

Углекислотные – при тушении пожаров в помещении, где нежелательно использовать воду. Марки: ОУ-1, ОУ-2, ОУ-5.

Аэрозольные – хорошо тушат твердые вещества, электрические установки под напряжением. Исключение щелочи и вещества, содержащие кислород. Марки: СОТ-5М, Генератор огнетушащего аэрозоля АГС-7-1, Генератор огнетушащего аэрозоля Допинг-2.

Воздушно-пенные – предназначенные для тушения средних пожаров. Не рекомендуется использовать при тушении веществ, поддерживающих горение без кислорода. Марки: ОВП-4, ОВП-5, ОВП-8, ОВП-50 и ОВП-100.

В отличие от огнетушителей, наиболее эффективным является установка систем пожаротушения и существует ряд систем, которыми необходимо оборудовать нефтепровод для оповещения о пожаре и автоматического тушения в источнике возгорания [18].

5.2.3.1. Автоматическая система пожаротушения

При проектировании систем автоматизации пожаротушения кроме настоящих норм следует использовать следующие нормативные документы: СНиП 2.04.09; СНиП 2.11.03; ППБ-01; НПБ 104; НПБ 110; ВППБ 01-05; ПУЭ; ГОСТ Р 51330.13; РД 153-39.4-087 [19].

Автоматизация системы пожаротушения должна включать:

- автоматическую селективную пожарную сигнализацию места пожара;
- автоматическую световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара;
- автоматическое, дистанционное и местное управление системой автоматического пожаротушения;
- автоматическое включение защиты оборудования, а также при дистанционном и местном пуске установок пожаротушения;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации и пожаротушения;
- возможность снятия (квитирования) звуковой сигнализации;
- контроль световой и звуковой сигнализации (по вызову);
- автоматическое открытие задвижек систем пожаротушения на горящий объект;
- автоматический запуск насосов подачи раствора пенообразователя и систем охлаждения резервуаров;
- автоматический запуск резервных насосов систем пожаротушения

и водоорошения [19].

5.2.3.2. Селективная (избирательная) сигнализация пожара

Дистанционное управление системой автоматического пожаротушения должны предусматриваться в МДП (или в операторной при отсутствии МДП) с дублированием сигнализации о пожаре и срабатывании систем автоматического пожаротушения в пожарном посту и в операторной (при наличии в нем постоянного дежурного персонала) [19].

Автоматизация пенного пожаротушения должна предусматривать:

- автоматизацию заполнения пожарных насосов; автоматическое, дистанционное и местное включение насосов подачи воды и пенообразователя;
- автоматическое дозирование необходимого количества пенообразователя;
- автоматическое включение резервных насосов с электроприводом в случае отказа в работе рабочего насоса или невыхода его на режим в течение установленного времени;
- автоматическое селективное открытие запорной арматуры на линиях подачи пены к защищаемым объектам;
- местное управление устройствами компенсации утечки раствора пенообразователя из трубопроводов и сжатого воздуха из гидропневматических емкостей;
- отключение автоматического пуска насосов;
- сигнализацию минимального давления в напорной сети раствора и пенообразователя;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации;
- автоматический контроль аварийного уровня воды и температуры в резервуарах пожарного запаса и уровня пенообразователя в резервуарах для пенообразователя;
- световую и звуковую сигнализацию возникновения пожара,

контроль исправности звуковой и световой сигнализации (по вызову);

- снятие звуковой сигнализации [19].

5.2.3.3. Датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели)

Для сигнализации пожара в нефтенасосных и резервуарах следует применять извещатели, реагирующие на тепло или инфракрасное излучение. Пожарные извещатели теплового типа должны иметь температуру срабатывания, не менее чем на 20 ° С превышающую максимальную температуру окружающего воздуха с учетом местного нагрева оборудования. Запуск системы автоматического пожаротушения должен осуществляться при срабатывании не менее двух пожарных извещателей [19].

Эта схема может реализовываться двумя лучами, к которым подключены разные датчики, или с помощью пожарного концентратора, принцип действия которого позволяет определить число сработавшихся в луче датчиков [18].

Схемы автоматизации: Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматривать селективное управление запорными устройствами на линиях подачи пены к защищаемым объектам. Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствами на пенопроводах может устанавливаться в операторной [19]. Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться в защищаемом помещении одновременным световым и звуковым сигналами. Система производственно-технического водоснабжения должна предусматривать автоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса при включении пожарных насосов, а также закрытие задвижек на линиях подачи воды в систему производственно-технического водоснабжения при достижении уровня пожарного запаса в этих резервуарах. Дистанционный контроль уровней и температуры воды в наземных резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя может осуществляться сигнализацией предельных уровней в операторной [19].

В операторной для систем пенного пожаротушения следует предусматривать световую и звуковую сигнализацию:

- положения задвижек на линиях подачи пены к защищаемым помещениям;
- максимального и минимального давления в сети подачи воды при работе насосов пожаротушения;
- работы и неисправности насосов системы автоматического пожаротушения;
- предельных уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя;
- отключения звуковой сигнализации о пожаре;
- отключения автоматической подачи пены в нефтенасосную.

Звуковые сигналы о пожаре на месте (ревуны, сирены) могут быть общими с сигнализацией загазованности в помещениях или установках.

Световые сигналы о пожаре и загазованности в защищаемых помещениях должны быть раздельными [19].

5.3. Охрана окружающей среды

5.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

К основным мероприятиям по охране атмосферного воздуха относятся:

- оборудование резервуаров понтонами, плавающими крышами и установками по улавливанию паров легких фракций (УЛФ);
- уменьшение количества разъемных соединений, применение сварных соединений в технологических трубопроводах, 100 % контроль сварных швов физическими методами;
- сбор утечек от уплотнений насосов и другого технологического оборудования в закрытые дренажные емкости;
- обеспечение работы насосных станций по схеме «из насоса в насос»;
- применение (по возможности) в качестве топлива в котельных природного или попутного газа с целью снижения образующихся при горении

выбросов вредных веществ в атмосферу, использование рекуператоров и экономайзеров, а также обеспечение регулирования соотношения «воздух-топливо»;

- назначение высоты дымовых труб для обеспечения уровня приземных концентраций загрязняющих веществ, не превышающих ПДК для населенных мест, утвержденных Минздравом РФ;

- обустройство и озеленение санитарно-защитной зоны объектов нефтепровода, определяемой на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ и в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031.

5.3.2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.

При проектировании пересечений нефтепроводом водных объектов следует предусматривать:

- защиту рек и водоемов, пересекаемых нефтепроводом, путем применения труб с повышенной толщиной стенки, соответствующей изоляции и защиты нефтепровода от механических повреждений;

- организацию постов наблюдения на судоходных реках;

- рыбоохранные и компенсационные мероприятия при пересечении рек и других водных объектов рыбохозяйственного назначения;

- уменьшение загрязнения водоемов при разработке подводных траншей для укладки нефтепроводов (от сбрасывания в воду грунта) за счет применения способов производства работ и механизмов, приводящих к увеличению бытовой мутности не более чем на 5 %;

- запрещение прокладки нефтепроводов на участках водоемов, имеющих особую ценность для воспроизводства рыбных запасов (нерестилища, зимовальные ямы и т.д.), с целью защиты рыбохозяйственных водоемов и сохранения рыбных запасов.

5.3.3. Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и

других объектов нефтепровода

Должна осуществляться с учетом требований действующих нормативных документов, а также путем:

- сокращения потребления свежей воды;
- применения технологических процессов с использованием новых видов оборудования, без потребления воды;
- применения оборотной системы водоснабжения, при которой забор свежей воды применяется только для подпитки системы водоснабжения;
- применения воздушного охлаждения агрегатов;
- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;
- повторного использования очищенных сточных вод (при наличии потребителей);
- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;
- сбора дождевых стоков в резервуарном парке в ливнеприемные канализационные колодцы;
- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;
- исключения сброса в хозяйственную канализацию подтоварных вод из резервуаров без очистки;
- отвода нефтесодержащих сточных вод от магистральной насосной в резервуары для сброса технологических утечек, с устройством на сети трубчатого гидрозатвора и грязеуловителя;
- водоотведения с НПС сточных вод, соответствующих нормативным требованиям;
- вывоза выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды и Госсанэпиднадзора;

- уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых в створе смешения путем применения совершенных средств очистки с учетом гидрологической характеристики водоема;
- водоотведения, выполненного в соответствии с требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения, определяемыми соответствующими ГОСТами, с приведением оценки эффективности намечаемых мероприятий по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;
- устройства проволочных ограждений по железобетонным столбам открытых емкостных сооружений (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шламонакопители, аварийные амбары и др.);
- устройства в открытых емкостных сооружениях противofiltrационных покрытий, проектируемых на основе гидрогеологических изысканий.

5.3.4. Восстановление (рекультивация) земельных участков

Использование плодородного слоя почвы, охрана недр, растительного и животного мира.

При разработке проекта следует учитывать и предусматривать следующее:

- обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы, транспортирования его к месту укладки (или временного хранения), нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки или малопригодное угодье;
- недопущение использования земли плодородного слоя на подсыпки, перемишки и какие-либо другие земляные и строительные работы, поскольку эта земля подлежит использованию для восстановления качества нарушенных земельных угодий местности, в связи с проведением строительных или каких-либо других работ;
- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или

ремонтных работ;

- разработку проектных решений по восстановлению земельных участков и приведению их путем технической и биологической рекультивации в состояние, пригодное для использования по назначению;

- проведение определенных защитных мероприятий по исключению развития опасных экзогенных процессов (эрозия, карст, оползни, суффозия и др.), например, укрепление грунтов посевом трав, или посадкой кустарников, мониторинг оползневых процессов и т.д.;

- конкретизацию мероприятий по защите животного мира, при наличии путей миграции животных по трассе нефтепровода;

- компенсацию ущерба животному и растительному миру от реализации проекта суммами выплат, заложенными в капитальных вложениях на строительство;

- направление компенсационных выплат на восстановление или обновление ресурсов растительного и животного мира (по согласованию с природоохранными органами).

5.3.5. Утилизация отходов нефтепромышленности

Нефтяные отходы – это различные по составу и физико-химическим свойствам углеводородные смеси, образующиеся в процессах хранения, транспортировки и использования нефтяного топлива, масел и смазочных материалов, а также нефтепродукты, потерявшие товарные качества и непригодные к дальнейшему использованию по назначению. Нефтепродукты и нефтяные отходы, попавшие в окружающую среду, являются токсичными и взрывопожароопасными загрязнителями.

При решении проблемы утилизации отходов нефтяной промышленности преобладает термическая утилизация различных видов нефтяных отходов и огневого обезвреживания загрязненных вод (в том числе нефтесодержащей морской воды), и были выявлены следующие особенности связанных с этим процессов:

1. Отработанные нефтепродукты целесообразно сжигать в составе

водотопливной (водомасляной) эмульсии (ВТЗ) и топливной (топливо-масляной) смеси (ТС). При этом подлежащие термической утилизации жидкости необходимо очистить от механических примесей и предварительно обработать. Воду из нефтеотходов удалять не следует, ее необходимо равномерно распределить по всему объему отработанных нефтепродуктов в виде мелких (до 10 мкм) водяных частиц (глобул).

2. Существующие топливосжигающие установки пригодны для термической утилизации нефтяных отходов и огневого обезвреживания загрязненных вод после дооборудования их специальной системой, позволяющей производить обработку утилизируемых нефтесодержащих жидкостей приготовленными ТС или ВТЭ заданного состава и качества.

3. Приготовленным к термической утилизации «чистым» (т. е. без посторонних примесей) нефтяным отходам, ТС и ВТЭ необходимо придать свойства, показатели которых соответствовали бы показателям штатного топлива, применяемого в данной топливосжигающей установке.

4. Светлые нефтеотходы (СНО) с температурой вспышки от +5 до +7°C целесообразно утилизировать в составе ВТЭ. Отходы нефтепродуктов с температурой вспышки более +150°C – в составе ТС. Компоненты водотопливных эмульсий и топливных смесей, а также их соотношение определяются с учетом типа и мощности топливосжигающей установки.

5. Для активизации и интенсификации процесса сжигания чистых нефтяных отходов и ТС, снижения золо-, коксо- и нагарообразования в топочном объеме (камере сгорания) и в выходном тракте, а также снижения теплового и газового загрязнения атмосферы целесообразно добавлять к ним 10-11% воды для темных нефтеотходов и 3-5% воды для светлых. В качестве водяного компонента можно применять загрязненные воды.

6. Процесс горения предварительно обработанных нефтеотходов, топливных смесей и эмульсий требует меньшего количества атмосферного воздуха, а газообразные продукты их сгорания имеют меньшую температуру, при этом в составе уходящих дымовых газов концентрация экологически

опасных химических соединений, веществ и элементов снижена.

7. Задавая состав и свойства, приготавливаемых ТС и ВТЭ, компонентами которых являются предварительно обработанные для термической утилизации и огневого обезвреживания нефтеотходы и загрязненные воды, можно управлять составом, концентрацией и температурой газообразных, жидких и твердых продуктов сгорания, попадающих в окружающую среду, и таким образом прогнозировать экологическую обстановку.

8. Термическую утилизацию нефтяных отходов и огневое обезвреживание загрязненных вод при наличии топливосжигающей установки экономически целесообразно и экологически выгодно проводить в местах их образования.

9. Приготовленные на основе нефтяных отходов ТС и ВТЭ, а также обработанные отработанные масла можно использовать в качестве топлива, например, для котельных установок, сжигающих топочный мазут.

Одной из основных задач в нефтяной отрасли является проблема утилизации попутного газа. Показатель утилизации варьирует от 25 до 95%. При эксплуатации месторождений берётся плата за его утилизацию. В случае превышения предельно допустимого выброса на границе санитарно-защитной зоны выполняется усовершенствование факельной системы с целью более полного сжигания, а не мероприятия по его переработке. В этом случае попутный газ принадлежит к отходам добычи, что позволяет платежи за загрязнение отнести к себестоимости продукции, как и затраты на утилизацию пластовых вод. Пластовые воды, как и попутный газ вдобавок являются источником ценного сырья для нефтехимии.

Один из способов утилизации попутного газа считается его закачка в пласты-коллекторы с целью увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения газовых методов увеличения нефтеотдачи повышается при малых фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов. При закачке попутного газа решается ряд проблем:

- сокращаются платежи за выбросы в окружающую среду и контролируется качество атмосферного воздуха в рабочей зоне на уровне нормативов;
- сокращается протяженность промысловых коррозионно-опасных коммуникаций;
- обеспечивается геодинамическая стабильность залежи
- снижается обводненность скважинной продукции и сохраняется попутный газ точно источник для дальнейшего извлечения.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В данном разделе работы рассматриваются два типа чрезвычайных ситуаций вероятных для данного производственного объекта – участка линейного нефтепровода.

1. Чрезвычайная ситуация природного характера – заморозки, воздействие природного характера.
2. Чрезвычайная ситуация техногенного характера – ЧС, обусловленная человеческим фактором – вандализм на производстве.

5.4.1. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного характера

На участке линейного трубопровода высокая вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, например, такой, как утечка нефтепродуктов с дальнейшим загрязнением водных объектов или воспламенением продуктов нефтепереработки, в результате повреждения трубопровода при резких колебаниях температуры в зимний период.

Колебания температуры окружающей среды (день-ночь, лето-зима, замерзание-оттаивание) могут оказывать на подверженный им трубопровод следующие долговременные отрицательные воздействия:

- Приводить к ухудшению состояния внешнего покрытия трубопровода, приводя к усилению наружной коррозии,
- Уменьшать эффективность катодной защиты, приводя к усилению наружной коррозии, увеличивая расходы на техобслуживание, и увеличивая вероятность возникновения течей;

- Приводить к удлинению-укорачиванию трубопровода, ежечасно изменяя длину безопорного участка трубы, что, в свою очередь, приводит к увеличению стоимости и сложности опорных конструкций;
- Закупоривание трубопроводной системы по причине увеличения вязкости нефти в трубопроводе.
- Опоры, поддерживающие трубопровод, могут смещаться, в особенности во время сейсмических явлений;
- Подмыв и неравномерная осадка опор вследствие изменения морфологии реки или затопления местности при речных разливах, в особенности в поймах.

При коррозионных повреждениях при перепадах температур из-за значительной агрессивности пластовых вод (сероводород, диоксид углерода, ионы хлора) сквозные отверстия в оборудовании имеют все шансы возникнуть через пять лет после начала использования, а при подаче ингибиторов коррозии срок безаварийной службы трубопроводов из углеродистых сталей может быть продлен до десяти лет. Выбор и дозирование ингибиторов коррозии находятся в зависимости от состава пластовых флюидов. Отдел коррозионного мониторинга принимается как не основной отдел, тем не менее если учесть размер причиняемого авариями ущерба и стоимость восстановления компонентов экосистем, в таком случае эти понятия неверны. Предупреждение аварийности считается нужной превентивной мерой, которую необходимо отразить в экологической политике компании и в декларации промышленной безопасности.

Таким образом, одним из решений проблемы негативного воздействия окружающей среды на трубопровод, является разработка и улучшение защитных покрытий для устранения асфальто-парафиновых отложений и методов очистки промысловых труб. Период работы битумной изоляции на внешних покрытиях не превышает десяти лет по этой причине нужен переход к новейшим материалам и технологиям покрытия.

5.4.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях техногенного

характера

Наиболее возможными угрозами для данного предприятия являются: вандализм, диверсии, низкая компетенция сотрудников, занимающихся работой с оборудованием, низкая квалификация сотрудников, несоблюдение правил пожарной безопасности на рабочих местах, умышленная порча имущества и продуктов производства.

Минимизировать последствия в случае реализации вышеописанных угроз можно только посредством внедрения эффективных мероприятий по повышению уровня комплексной безопасности на предприятии в каждой из её подсистем.

При анализе угроз для данного предприятия было выявлено, что наиболее характерные из них – угрозы, связанные с человеческим фактором. Учитывая, что на производстве отсутствует пропускная система, так как ее установка является нецелесообразной в связи с несопоставимо высокими затратами на монтаж и ввод в работу такой системы, как различные пропускные ворота, а также протяженный участок линейного трубопровода, в любом месте которого может быть организовано незаконное проникновение на территорию, предлагается установить систему видеонаблюдения в каждом из производственных помещений и по всей длине линейного трубопровода с минимальными расстоянием между камерами не более 2 м. Также целесообразно обслуживание системы охранно-пожарной сигнализации, установленной во всех помещениях предприятия, возложить на сотрудников привлеченного ЧОП.

Комплекс мероприятий по повышению уровня безопасности на предприятии включает в себя следующее:

1. Мероприятия по повышению уровня физической безопасности.
2. Мероприятия по повышению уровня пожарной безопасности.

Комплекс данных мероприятий отражен в таблице 22.

Таблица 22 – Комплекс мероприятий по повышению уровня безопасности на предприятии

Вид безопасности	Мероприятия
Физическая безопасность	Установка системы видеонаблюдения на территории и в зданиях предприятия
Пожарная безопасность	Установка системы видеонаблюдения на территории и в зданиях предприятия

Физическая и пожарная безопасность

Для выявления потенциальных угроз с точки зрения физической и пожарной безопасности следует установить систему видеонаблюдения на проходной, на территории, в зданиях предприятия и на всем протяжении линейного трубопровода.

На проходной установить видеосервер, для дистанционного контроля обстановки на всем предприятии. Для наиболее эффективной работы системы видеонаблюдения предлагается установка камер со встроенным датчиком движения, возможностью увеличения необходимого фрагмента изображения с неизменной четкостью, распознаванием лиц и номеров транспортных средств посредством привязки их пропуска.

Помимо внедрения данных мероприятий и установки новой системы видеонаблюдения рекомендуется реализовать следующие организационные мероприятия:

- разработать правила внутреннего распорядка в соответствии с федеральными законами порядок приема и увольнения работников, основные права, обязанности и ответственность сторон трудового договора, режим работы, время отдыха, применяемые к работникам меры поощрения и взыскания, а также иные вопросы регулирования трудовых отношений у данного работодателя;
- осуществлять контроль административного и производственного корпуса, а также всего участка линейного трубопровода для выявления неисправностей системы охранной и пожарной сигнализации;

- разработать инструкции действий персонала и сотрудников в случае чрезвычайной ситуации, ликвидации их последствий.

5.5. Перечень нормативно-технической документации, используемой в разделе «Социальная ответственность»

В данном разделе ВКР использовались нормативные документы, определяющие допустимый уровень показателей рабочей зоны. Основным нормативным документом являлся «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» РД 153-39.4-078-01, но и для каждого показателя использовались дополнительные нормативные документы.

Так, например, для определения показателей освещенности рабочей зоны, использовались следующий нормативный документ – СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий», СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» из которых были взяты основные положения по использованию искусственного и естественного света при освещении.

Для оценки допустимого уровня шума - СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности», в которых указаны меры по снижению уровня шума на рабочем месте.

Для оценки воздействия вредных химических веществ на работника, находящегося в непосредственной близости к объекту, транспортирующему нефтепродукты, использовался ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

При анализе опасных факторов производственной среды использовался нормативный документ ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» - для

определения предельно допустимых токов, проходящих через тело человека и ГОСТ 12.4.124-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» - для определения методов борьбы со статическим напряжением.

При проведении оценки экологического воздействия производственного места на окружающую среду использовался документ РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов».

Для оценки пожарной безопасности использовался такой документ, как РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов», для оценки необходимости использования различных автоматических систем пожаротушения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследовательской работы было проведено Математическое моделирование переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода. В ходе проделанной работы были осуществлены следующие задачи:

1. Разработана физическая модель распространения загрязнения при аварийном сбросе нефти в водоем.
2. Разработана математическая модель распространения загрязнения в водной среде.
3. Применена методика численного решения.
4. Проведены численные расчеты распределения концентрации загрязняющего вещества в водной среде.
5. И проведен анализ полученных результатов.

С помощью представленной в данной работе математической модели можно оценить распространения нефтяного пятна в водной среде с изменением параметров окружающей среды (температуры воздуха, скорости течения, концентрации вещества, массы вещества и физических параметров водоема). В результате построения данной математической модели распространения нефтезагрязнения в местах переходов через реку было получены графики зависимости изменения площади распространения нефтяного пятна от скорости течения реки и массы выброшенного загрязняющего вещества.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Лаухин Е. В. Загрязнение окружающей среды в результате разливов нефти. Неразрушающий контроль: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции "Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность", Томск, 23-27 мая 2016 г.: в 3 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 3. — с. 179-183.

2. Лаухин Е.В. Математическое моделирование процесса распространения нефтяного загрязнения в водной среде при разрыве нефтепровода. Экология и безопасность в техносфере: современные проблемы и пути решения: сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, г. Юрга, 22-24 ноября 2018 г. — Томск: Изд-во ТПУ, 2018. — с. 285-287.

3. Лаухин Е.В. Численное решение задачи переноса загрязнений в водной среде при разрыве нефтепровода. Информационные технологии (ИТ) в контроле, управлении качеством и безопасности: сборник научных трудов VIII Международной конференции школьников, студентов, аспирантов, молодых ученых "Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее", 7 -12 октября 2019 г., г. Томск. — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — с. 141-145.

4. Лаухин Е.В. Математическое моделирование переноса загрязнения в водной среде при разрыве нефтепровода. Техносферная безопасность в XXI веке. IX Всероссийская научно-практическая конференция: сборник научных трудов магистрантов, аспирантов и молодых ученых. — Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2019. — 394 с.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Потехин В.М., Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Теоретические основы процессов переработки природных энергоносителей изд. - СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2010. - 156 с.
2. Богомоллов А.И., Гайле А.А., Громова В.В., Драбкин А.Е., Неручев С.Г., Проскуряков В.А., Розенталь Д.А., Рудии М.Г., Сыроежко А.М. Химия нефти и газа. - 3 изд. - СПб.: Санкт-Петербургское отделения химии, 1995. - 448 с.
3. Розенталь Д.А. Химия горючих ископаемых. - Ленинград: Ленинградский технологический институт Имени Ленсовета, 1988. - 92 с.
4. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. - М.: Издательство Недра, 1972. - 276 с.
5. А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна. - Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2008. - 108 с.
6. Капустин, К.Я., Камышев М. А. Строительство морских трубопроводов. - М.: издательства Недра, 1982. - 207 с.
7. Иббатулин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. - Альметьевск: Издательство Фэн Академии наук Республики Татарстан, 2010. - 325 с.
8. Павлов А.А. Моделирование распространения нефти по руслу малого водотока при турбулентном режиме течения и экология урбанизированных территорий: наук: 03.02.08. - М., 2012. - 19 с.
9. Безопасное обращение с отходами: Сборник нормативно-методических документов – СПб.: РЭЦ «Петрохимтехнология», «Интеграл», «Тема», 1999. – 448 с.
10. Павлов А.А. моделирование распространения аварийных разливов нефти по участкам водотоков малых рек: наук: 03.02.08. - М., 2012. - 19 с.

11. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа –М.: Издательство Дрофа, 2003. – 840 с.
12. Седов, Л.И. Механика сплошных сред. – М.: Наука, 1970. – 1136 с
13. Евсеева А.У. Математическое моделирование течений нефтей по трубопроводам: наук: 30.84.07. - Алматы, 1997. - 15 с.
14. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. – М.: Энергоатомиздат, 1984. –124 с.
15. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
16. СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»
17. Правила устройства электроустановки ПУЭ (утв. Минэнерго СССР, 6-е издание), раздел 7.1 «Электрооборудование жилых и общественных зданий»
18. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
19. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре».

Приложение А

Oil properties and oil pipeline construction technology

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ81	Лаухин Евгений Васильевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов В.А.	д.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сидоренко Т.В.	к.п.н.		

INTRODUCTION

This article is devoted to presentation and analysis of some graphical data obtained by applying the developed mathematical model, which allows to estimate the distribution of the oil slick in the places where oil pipelines cross the water body with constantly changing environmental parameters (air temperature, flow velocity, substance concentration, substance mass and physical reservoir parameters). Using this model, the obtained graphs illustrate the dependence of the change in the area of the oil slick distribution on the speed of the river flow and the mass of the polluted substance.

The object of the research: to use mathematical modeling for visualization of oil spill in water in case of a pipeline accident.

The aim of the research: to study the methods of mathematical modeling, used for calculation and visualization of the accident results.

OIL PROPERTIES

Different types of oil obtained from different places and in different ways have significantly different physical and chemical characteristics, while the majority of oil products have specific characteristics, regardless of how they are obtained. The most important physical qualities that influence the behavior and stability of an oil slick on a water surface are solidification temperature, viscosity, density, saturated vapor pressure and distillation characteristics. This information is interdependent on the chemical composition and on the residence of evaporating ingredients: asphaltenes, resins and paraffins.

The conditional density of oil is its density relative to the density of sea or fresh water equal to one. Most varieties of oil have the lowest density and mass relative to sea or fresh water and the density of which is usually 1.025.

Distillation characteristics of oil establish its volatility. During distillation, according to the limit of the increase in oil temperature, the various components reach the boiling point one after another, evaporate, and then cool and condense.

The distillation characteristics establish which fraction of the source oil is distilled within the set temperature limits.

The vapor pressure (Reid vapor pressure) measured at 100 F (37.8 C), also determines the volatility of the oil. Vapor pressure exceeding 3 kPa (23 mm Hg) is considered the maximum value of evaporation, which occurs with the bulk of the criterion.

The viscosity of oil determines the magnitude of its fluidity. High viscosity oils do not flow as easily as lower viscosity oils. With decreasing temperature, the viscosity of all types of oil decreases, but, due to the composition of the oil, a change in viscosity occurs in different ways.

The pour point is the temperature below which oil does not flow, depending on the presence of paraffin and asphaltenes in the oil. When cooled, the oil reaches a temperature, which is due to the name cloud point, when the paraffin elements begin to form crystalline structures. The process of creating crystals impedes the flow of oil then when upon subsequent cooling it reaches a pour point, at which the flow stops, and the oil turns from a liquid to semi-solid [4].

TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN CONSTRUCTION OF UNDERWATER OIL PIPELINES

Technological solutions in construction of underwater oil pipelines are listed below:

- Overhead installation.
- Horizontal directional drilling.
- Wet method of construction of the transition (underwater laying in a trench breaking through without a river branch) [5].

Overhead installation

The advantages of overhead laying are that the violation of the bottom and the banks of the watercourse is minimal and the construction of such a crossing does not interfere with the movement of fish. Equally important is the ability to detect accidental leaks much earlier than in the case of an underground pipeline.

The best world practice shows that the elevated laying of pipelines through rivers, canals and streams is used very rarely and only in those specific cases when the underground laying is impractical. As an example, laying through a very narrow deep channel (with a depth of more than 30 m and a width of less than 30 m) with a high probability of erosion of the bottom to a very great depth.

However, in Sakhalin, the presence of wide floodplains and meanders requires the construction of bridges several kilometers long with supports, which will sometimes have to be installed right in the riverbed. The complexity of the construction is likely to lead to an increase in the duration of negative environmental impact and due to the appearance of additional obstacles in the channel, it will increase the risk of erosion compared to the construction of underground passages. Other negative factors for which overhead installation is not a suitable option are listed below:

- fluctuations in the ambient temperature (day-night, summer-winter, freezing-thawing) can have the following long-term negative effects on the piping affected (see the examples below),
 - lead to deterioration of the external coating of the pipeline, leading to increased external corrosion,
 - reduce the effectiveness of cathodic protection, leading to increased external corrosion, maintenance costs and the likelihood of leaks,
 - lead to elongation-shortening of the pipeline, hourly changing the length of the unsupported section of the pipe, which, in turn, leads to an increase in the cost and complexity of the supporting structures,
 - clogging of the pipeline system due to an increase in oil viscosity in the pipeline,
 - the supports supporting the pipeline may be displaced because of seismic activity,
 - washing out and uneven settlement of supports due to changes in the morphology of the river or flooding of the area during river spills, especially in floodplains,

- natural physical effects - impacts of falling or floating downstream trees,
- mechanical impacts from third parties, for example, the use of pipelines as training targets by hunters and poachers, for crossing a river with heavy loads, impacts from ships, etc,

- vulnerabilities for acts of vandalism, terrorism, sabotage and sabotage.

Based on the above considerations we decided to abandon the method using bridge conveyors, and use safer methods [5].

Horizontal directional drilling

With Horizontal directional drilling, well drilling, technologically similar to drilling oil and gas wells, is carried out under the bottom of a watercourse. This technology uses pressurized drilling fluid to remove drill cuttings from the well and ensure well integrity (to prevent collapse of its walls). After drilling is completed, a pre-welded crimped pipe whip is pulled through the wellbore filled with the solution and attached to another whip.

Like small above-ground crossings, crossings created using Horizontal directional drilling have the advantage that they should not potentially cause any disturbance to the river bottom and banks, thereby significantly reducing the increase in the concentration of suspended solids in river water during construction. Using this technology does not violate the normal course of fish during construction. However, Horizontal directional drilling is an expensive and time-consuming method, and also contains a certain risk, like any engineering work.

This option of laying across rivers is advisable to use only in certain circumstances (in which factors such as the width, depth and properties of the bottom soil make it technically attractive). This method is also attractive in the following cases:

- Shipping is underway, as a result of which measures should be taken to minimize problems associated with navigation.
- There are extremely high levels of contaminants in the sediment and returning them back to the water or agitating during construction is undesirable.
- River channels have a large width and depth.

The presence of fish species or their habitats is very sensitive to the construction of transitions using the open trench method due to the peculiarities of the flow volume or river morphology. The using of Horizontal directional drilling is not always possible for topographic or geological reasons, so the possibility of its use should be carefully considered taking into account the risk of reaching the surface of the river bottom, leading to more severe environmental consequences than using the wet method. This is especially true for high-energy gravel-rich rivers characteristic of Sakhalin [5].

Wet method of construction of the transition

The wet method technology (laying a pipeline in a trench breaking through without a river branch) is used all over the world to arrange the vast majority of river crossings, streams and canals. When using this method, a trench is dug into which the welded pressed (with a width of more than 10 m) pipes are dipped, after which the trench is filled up, while the water flow continues to flow along the channel (through the place of work).

In most cases, pipeline trenches are excavated using an excavator or, when the reach of the excavator is insufficient, using a dragline. In this case, the soil extracted from the bottom is usually placed in structures that ensure its dehydration or are placed in a trench in the pipeline software, and the backfilling of the trenches is then carried out with clean soil from the software or reserve. Without appropriate measures for the rational use of water resources, disruption of bottom sediments and the transfer of suspended solids can reach significant proportions, which depends on the speed of the water flow and the nature of the soil removed.

This can have a direct and indirect negative impact on fish, invertebrate and aquatic plant communities. However, such a transition can be built in a relatively short time and this method is usually used to lay pipelines through small and environmentally vulnerable rivers [5].

Features of the construction of submarine pipelines

To install a pipeline covered with a solid wooden lining, the coefficient of friction when sliding along the bottom is 0.65 rocky soil, 0.55 coarse sand, gravel,

0.45 fine sand, 0.4 clay soil. For a pipeline with a concrete coating, the coefficient of friction during sliding is assumed to be 0.3. In order to reduce the weight of the pipeline in water, unloading pontoons are usually used, the use of which allows to reduce the pipeline to negative buoyancy from 50 N/m to 100 N/m.

The technological procedure for the construction of pipelines includes the preparation of lashes on the shore, then launching them into the water and dragging along the bottom with the participation of special winches or tugboats.

The descent of the transportation lashes of the pipeline to the very edge of the water can have a diverse installation (rail track, drainage approach from individual rollers, ice descent, descent to the ridge in the form of trenches). With these methods, it is necessary to pay attention to the protection of the insulation coating from external damage. In order to create the necessary traction, winches are used that are in tows or barges, which in turn are anchored. When selecting a towing vessel for transporting the pipeline by the thrust of its propellers, it is allowed to use an approximate relationship to determine the thrust, assuming that every 74 kW of the tug give 10 kN of thrust.

This method of pulling is used in the construction of pipelines to tanker loading points, offshore platforms or between 2 oil producing platforms in the sea or ocean. It is reasonable in those cases when the power of the traction means at the end point of the pipeline can stretch it in one go without docking on the water.

In recent years, actions have been taken to study the technology of pulling pipelines over long distances with connection under water in hyperbaric chambers. The main task at the same time remains the difficulty of providing the desired laying point and connecting each further new towed pipeline whip with previously lying on the ground.

Pulling pipelines along the bottom at large depths was used in the North Sea. In Norway there were produced sections of the pipeline connected in loops 2150 m long. The diameter of the pipeline was 934 mm, the wall thickness of the pipes was 22 mm, the thickness of the concrete coating was 54 mm, and the concrete density was 2.22 t / m³. Anode bracelets were placed in concrete shells. The weight of 1 m

of pipes under water was 147.5 N. The lashes of the pipeline were transported along the bottom by a tugboat with a capacity of 16 thousand kW using a cable with a diameter of 75 mm. A force of 1,500 kN from the tug hydraulic winch was applied to drive off the site. The resistance of the pipeline under water during movement was about 800 kN [5].

TECHNICAL DIFFICULTIES IN CONSTRUCTION

A study of the technological actions of well construction, the arrangement and operation of oil fields, and the organization of environmental protection revealed: Low efficiency of environmental decisions in research projects and field development, construction and repair of wells, projects to increase oil recovery; low implementation of design decisions due to the low operational reliability of technical equipment and the low efficiency of the control system; unsatisfactory level of environmental training of specialists in all sections of the "well main pipeline" chain.

Oil spills are caused by the long length and low reliability (80% wear) of field oil and water lines in the reservoir pressure maintenance system. The causes of the accident are as follows: 34% - external impact; 23% - marriage during construction; 23% - corrosion; 14% - factory defects; 3% - error actions of personnel.

Due to the significant aggressiveness of produced water (hydrogen sulfide, carbon dioxide, chlorine ions), through holes in the equipment have every chance to occur five years after the start of use and when corrosion inhibitors are supplied, the trouble-free service life of carbon steel pipelines can be extended to ten years.

The selection and dosage of corrosion inhibitors depends on the composition of the formation fluids. Corrosion monitoring department is accepted as not the main department, nevertheless, if we take into account the size of damage caused by accidents and the cost of restoration of ecosystem components, then these concepts are incorrect. Accident prevention is considered a necessary preventive measure, which must be reflected in environmental policy of the company and in the

industrial safety declaration.

There was a need to improve protective coatings to eliminate asphalt-paraffin deposits and methods for cleaning field pipes. The period of operation of bitumen insulation on external coatings does not exceed ten years, for this reason a transition to the latest materials and coating technologies is needed.

One of the main tasks in the oil industry is the problem of associated gas utilization. Only in the torches of oil fields in Western Siberia each year about 15 billion associated gas is burned. The recycling rate varies from 25 to 95%. During the exploitation of deposits, a payment is made for its disposal. In case of exceeding the maximum permissible emission at the border of the sanitary protection zone, an improvement of the flare system is carried out with the aim of more complete combustion, and not measures for its processing. In this case, associated gas belongs to production waste, which allows pollution charges to be attributed to the cost of production, as well as the cost of utilization of produced water. In addition, produced waters, as well as associated gas, are a source of valuable raw materials for petrochemicals.

One of the ways to utilize associated gas is considered to be its injection into reservoirs in order to increase oil recovery. The effectiveness of the use of gas methods increases oil recovery with small filtration and capacitive properties of reservoirs. When pumping associated gas, a number of problems are solved:

- Payments for emissions into the environment are reduced and air quality in the working area is controlled at the standard level.
- Reduced the length of field corrosion-hazardous communications.
- Provides geodynamic stability of the reservoir.
- Water cut in well production is reduced and associated gas is stored exactly as a source for further extraction [5].